

Школа ИШПР

Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела / 21.03.01

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ эффективности проведения гидравлического разрыва пласта на Самотлорском нефтяном месторождении (ХМАО)

УДК 622.276.66-047.44(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4С1	А.Г.Вдовин		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	В.М. Галкин	К.ф.- м.н		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Е.Н. Крамшонков			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	З.В. Криницына	К.Т.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	М.С. Черемискина			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Ю.А. Максимова			

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа ИШПР

Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела / 21.03.01

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б4С1	А.Г.Вдовин

Тема работы:

Анализ эффективности проведения гидравлического разрыва пласта на Самотлорском нефтяном месторождении (ХМАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	30.04.2019г № 3439/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т.д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации объекта или изделия в плане</i>	Объект исследования: действующий фонд скважин Самотлорского месторождения. Предмет исследования: гидроразрыв пласта. Режим работы: периодический. Необходимо провести анализ эффективности проведения гидроразрыв пласта. Используемые источники: фондовая
---	--

безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т.д.).	литература, учебники, данные с производства, нормативная документация.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки, техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке, заключение по работе).</i>	1. Характеристика Самотлорского месторождения (история разработки, характеристика пластов, геологическое строение) 2. Анализ системы разработки и показателей работы фонда скважин 3. Расчет параметров гидроразрыва пласта и анализ его эффективности 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность
Перечень графического материала	Рисунок - 1 Обзорная карта района Рисунок – 7 Фрагменты карты текущего состояния на 01.09.2017

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	З.В. Криницына
Социальная ответственность	М.С. Черемискина

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.02.2019г
--	-------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	В.М. Галкин	к.ф.- м.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4С1	А.Г.Вдовин		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4С1	Вдовину Артему Геннадьевичу

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление / специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является действующий фонд скважин Самотлорского месторождения, в которых был проведен гидроразрыв пласта.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <p>Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p>	<p>Работа по гидравлическому разрыву пласта связана с воздействием целой группы вредных факторов, что существенно снижает производительность труда.</p> <p>Выявленные вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Вибрация от работы оборудования; 2. Отклонение показателей климата на открытом воздухе. <p>Выявленные опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Электрический ток; <p>Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования</p>
<p>1. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> - защита селитебной зоны - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Нарушение поверхности стока; 2. Нарушение почвенно-растительного покрова; 3. Разлив горюче-смазочных материалов, грунтовок, смол и других материалов; 4. Захламление территории отходами <p>Возгорание из-за неисправных технических средств, способных вызвать возгорание.</p>
<p>2. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по 	<p>Во время проведения работ возможно возникновение пожаров и фонтанов на нефтяных скважинах.</p>

предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Законодательное регулирование проектных решений, в основу которых положен закон РФ «О защите населения и территории от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4С1	Вдовин Артем Геннадьевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4С1	Вдовин Артем Геннадьевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

**«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»:**

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является действующий фонд скважин Самотлорского месторождения, в которых был проведен гидроразрыв пласта.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	<p>Произвести расчет экономической эффективности применения ГРП для повышения интенсификации притока жидкости к скважине.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1 Расчет времени на проведение мероприятий по проведению ГРП 2 Расчет количества необходимой техники и оборудования 3 Затраты на амортизационные отчисления 4 Затраты на материалы 5 Расчет заработной платы бригады 6 Затраты на страховые взносы 7 Затраты на проведение мероприятия
2. Нормативные документы	Тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Криницына З.В.	К.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4С1	Вдовин Артем Геннадьевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 76с., 7 рисунков, 22 таблицы, 33 источника литературы. Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, Самотлорское нефтяное месторождение, интенсификация притока, анализ, нефть. Объектом исследования является действующий фонд скважин Самотлорского месторождения, в которых был проведен гидроразрыв пласта. Цель работы - анализ эффективности проведенных мероприятий гидравлическому разрыву пласта.

В "первой главе дана подробная характеристика Самотлорского месторождения - его географическое положение, история освоения, характеристика пластов и сведения о запасах.

Вторая глава описывает систему разработки месторождения и содержит анализ текущего состояния разработки и анализ показателей работы скважин на изучаемом объекте.

Третья часть посвящена анализу проведенного гидроразрыва пласта. Глава содержит расчет показателей гидроразрыва пласта, определение темпов падения показателей мероприятия, а так же анализ эффективности проведенных работ.

В процессе исследования был проведен экономический расчет эффективности гидравлического разрыва пласта рассчитана сметная стоимость проведения данного вида работ.

В будущем планируется использовать полученные результаты работы для улучшения разработки других месторождений, находящихся на поздней стадии.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ:

ВНЗ – водонефтяные зоны;

ВНК – водонефтяной контакт;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

ЗП – заработная плата;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

НГДУ – нефтегазодобывающее управление;

НКТ – насосно компрессорные трубы;

НПК – низко проницаемый коллектор;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

ПЗС – призабойная зона скважины;

ППД – поддержание пластового давления;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

УВ – углеводороды;

ЧС – чрезвычайная ситуация.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1. ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	11
1.1 Географическое расположение.....	11
1.2 История освоения месторождения	12
2. АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	20
2.1 Анализ показателей разработки.....	20
2.2 Анализ показателей работы фонда, скважин объекта.....	23
2.3 Анализ выполнения проектных решений по объектам.....	31
3. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА.....	33
3.1. Анализ мероприятий по гидроразрыву пласта.....	33
3.2 Обоснование выбора объектов и скважин - кандидатов для ГРП.....	35
3.3 Анализ эффективности ГРП.....	36
3.4 Зависимость эффективности ГРП от коллекторских свойств пласта	46
3.5 Зависимость эффективности ГРП от типа слоистой неоднородности пласта.....	47
3.6 Эффективность проведения ГРП в скважинах законченных бурением.....	50
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	51
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	58
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	72
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	74

ВВЕДЕНИЕ

Открыли уникальный по настоящее время проект Самотлор, в одна тысяча девятьсот шестьдесят пятом году. Он оказался весьма успешным, в связи с этим начали его научные исследования в одна тысяча девятьсот шестьдесят девятом году. Принято считать что его, как месторождение ГИГАНТ. Первое время было много задействовано авиации (для обслуживания объектов, смены рабочей вахты, доставка продовольственных товаров и .т.д.) на что уходили большие затраты ресурсов. На основании научно исследовательских работ, было выявлено что предварительные запасы проекта Самотлор дали больше ожидаемого. Начальные запасы УВ были приведены в сумме шесть целых четыре десятых миллиарда тонн трудно извлекаемой, извлекаемые три целых одна десятая миллиарда тонн. По состоянию на сегодняшний день нам известно что добыча значительно уменьшается за счет большого количества содержания воды. Примерные данные на сегодня одна целая восемь сотых миллиарда тонн.

На две тысячи девятнадцатый год легко извлекаемой нефти практически нет, а чтобы добыть трудно извлекаемую, необходимо применять геологические мероприятия и подключать к этому высоко-технологические оборудование и выход на максимально современную автоматизацию с минимальной стороной финансовых затрат. Для мобильности и оперативных решений поставленных задач, построили дороги из железобетонной плиты, что тало очень удобно и в обслуживании всех объектов, газопровода и нефтепроводов.

1. ХАРАКТЕРИСТИКА САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Географическое положение

Нефтегазовый комплекс и его территория очень больших размеров, имеет округленную форму площадь которого, составляет три тысячи сто квадратных километров, располагается за чертой города Нижневартовск, на расстоянии 30 километров, район Ханты-Мансийского автономного округа, Тюменская область.

В прямом приближении к комплексу размещаются в процессе разработки – Тюменское, Хохряковское, Гун-Еганское месторождение (рисунок 1.1).

С географической точки зрения, местоположение приурочено к черте реки Ватинский Еган и не большим притокам речки Оби. Рельефность слегка неровная. Метки поверхностного рельефа меняются от +46 до +71 метра. Площадной отметкой заболоченность на 81% изображена четвертинками, аномально и озерно-суглинистой песчаной мощностью, силой до двадцати одного метра, грунтовой прослойкой и линзой мелкозернистого песка, торфом. В глубь от двух ста до трех ста пятидесяти метров разболтана долговременная мерзлота, температура которой составляет в районе от 0,2 °С до 0,6 °С, на бурение это никак не сказывается. На территории Самотлорского месторождения располагаются большое количество озер. Одним из крупных озером обнаруживается Самотлор. Большинство озер и болото зимой остаются не промерзшими.

Климатический территориальный пояс с кратковременным не жарким летом и долгая продолжительная холодная зима. Средняя температура воздуха зимой достигает –10 °С, а самый холодный месяц в зиме Февраль –35 °С. В Июле достаточно комфортно +22 °С. Безусловно минимальная отметка –50 °С, а максимальная +47 °С. Лед на речках встает в октябре и ледовый ход начинается в мае месяце.

В связи с большим количеством осадков, дождя и снега данный район

можно отнести к категории с большой влажностью. Средний столб осадков за год выпадает на 490 мм, в основном это мокрый снег с дождем. Почва промерзает в конце октября и начинает свое начальное оттаивание в апреле месяце.

На территории нефтегазового комплекса жилых поселений нет. По близости располагаются жилые поселения – п.г.т Излучинск, г.Радужный и много других расположенных по берегу реки Оби. Коренные жители – русские, ханты и манси.

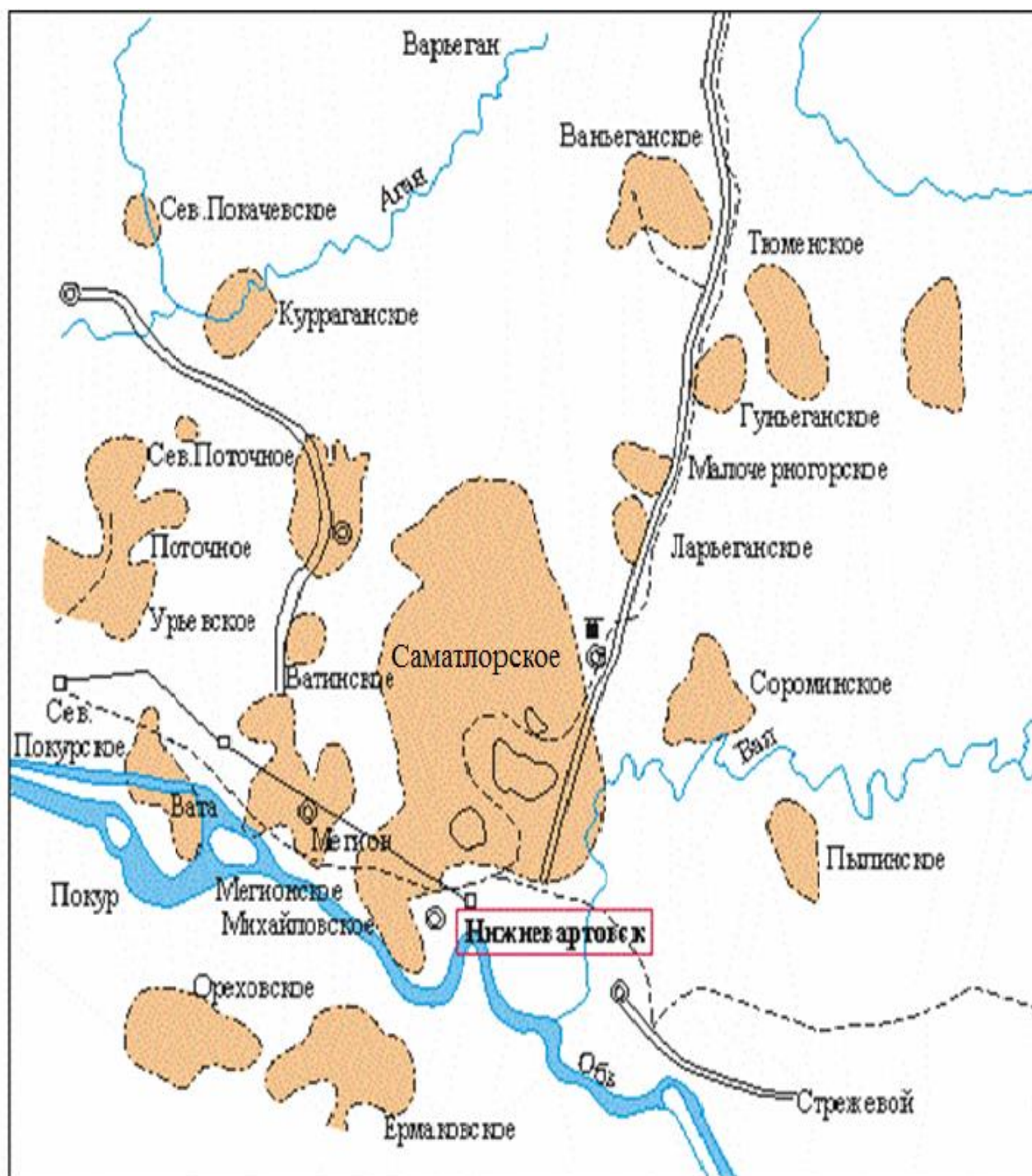


Рисунок - 1 Обзорная карта района

1.2 История освоения месторождения

Глубокой разведкой, а так же при помощи бурения было введено в эксплуатацию одно из крупнейших нефтегазовых месторождений, в одна тысяча

девятьсот шестьдесят девятом году. Промышленные нефтегазоносные районы залегания в пластах связаны преимущественно с нижнемеловыми отложениями.

Проект разработки введен на основе «Технология схемной разработки начальных участков» (протокол ЦКР № 184 от 10 июня 1968 г.). В 1972 году ВНИИ и Гипротюменнефтегазом была составлена «Схема проектирования объекта», утвержденная приказом Миннефтепрома №281 от 16 июня 1972 года. Возрастающий объем геолого-промысловой информации о месторождении способствовал выработке дополнительных предложений и решений, направленных на ускорение проекта. Вследствие чего в 1976 году совместно ВНИИ и СибНИИНП был разработан новый проект документа «Комплексная схемная разработка», утвержденный коллегией Миннефтепрома 25 марта 1976 года протоколом № 15. За время реализации «Комплексной схемы разработки» уточнились контуры нефте- и газоносности, геологическая характеристика пласта. Фактический показатель разработки значительно превысил проектный. Поэтому возникла ситуация, требующая уточнения прогнозных результатов. И в 1981 году совместно институтами ВНИИ и СибНИИНП был составлен «Разработанный проект», в нем были рассмотрены три варианта, отличающиеся объемами вовлекаемых в прогнозирование балансового резерва и технологически-экономическим показателям. После рассмотрения данного проекта ЦКР в 1982 году к утверждению на коллегию Миннефтепрома было предложено и утверждено 26 августа 1982 года III вариант с КСП «проект нефтегаз» был произведен пересчет запасов сырья, которые были приняты 15 декабря 1987 года протоколом № 10334. В отношении с изменившимися объемами запасов и обновленными сведениями пластов и темпах их выработки в 1993 году СибНИИНП и МНТК «Нефтеотдача» составили «Уточнение в проекте разработки», что утвердили в ЦКР Минтопэнерго РФ 02 июня 1993 года протоколом №1541. Для реализации была рекомендована III версия рассмотрения.

01 января 2005 года утвержден ЦКР – «Уточненный проект разработки Самотлора».

В настоящее время ГКЗ рассмотрен и утвержден новый подсчет запасов Самотлора (протокол №935 от 10 апреля 2004 года).

На основе уточненной модели Тюменским научно-исследовательским центром (ТННЦ) выполняется Уточненный проект разработки Самотлора.

Начало выполнения работ по договору – 2002 год (договор подписан 26 декабря 2001 года). Окончание работ по договору, согласно календарному плану - июнь 2005 года.

Наибольшая доля в общей расчетной добыче нефти приходилась на объекты разработки: АВ₁³ (72,6 млн.т.), БВ₈ (71 млн.т.), АВ₂₋₃ (64,3 млн.т.), АВ₁¹⁻² (56,7 млн.т.). Такое распределение прогнозной добычи нефти свидетельствует о повышении доли отбора из пластов со сложной структурой остаточных запасов и увеличении охвата выработкой низкопродуктивных коллекторов.

К 2016 году текущий коэффициент выработки нефти должен составить 78,9% с обводненностью в 92,1%, средний коэффициент нефтеотдачи 0,399, максимальный 0,563 для пласта БВ₈, минимальный 0,066 для пласта АВ₁¹⁻².

Строение горных пород проекта изображен в виде сильной толщи 2810-4-2900 метров, осадки мезо-кайнозойского времени. Это время Юрского и четвертичного отрезка времени.

Исследования лабораторного анализа четырнадцати глубинных проб растворенного в нефти газа показали, что во время сепарации ступенчатым методом его плотность составляет ноль целых девять десятых, содержание метана (СН₄) достигает семидесяти девяти целым пяти десятым процентов, этана (С₂Н₆) восемь целых девять десятых процента, пропан (С₃Н₈) шесть целых девять десятых процента, бутан (С₄Н₁₀) две целых пять десятых процента, жидкий углеводород остается одна целая четыре десятых процента. Содержимое не углеводородного компонента в среднем составляют ноль целых три десятых процента [1,2].

Газовые и конденсатные исследования на пласте ЮВ₁¹ сделаны в скважине номер сто пятьдесят два Р, используя восьмимиллиметровый штуцер, дебит постоянного конденсата составлял от сорока целых пять десятых метра

кубических в сутки до пятидесяти девяти целых трех десятых метров кубических в сутки. Удельным выходом постоянного конденсата менялся в районе от четыреста восемьдесят семь до шестисот тридцать восемь сантиметров кубических на метр кубический. Конденсатная плотность составляет от шестисот девяносто до семисот шестидесяти шести килограмм на метр кубический. После результатов промыслового исследования допустимое количество жидких углеводородов составляло от трехсот тридцати шести до четырехсот восьмидесяти девяти грамм на кубический метр. Исследования лабораторного анализа пяти проб постоянный конденсат при плюс двадцати градусов Цельсия, содержат плотность семьсот тридцать семь килограмм на кубический метр, вязкость ноль целых восемьдесят шесть сотых миллиметров в квадрате. Молекулярный вес конденсата содержит сто один грамм на моль. Нафтенно-метановый состав нефти считается считать стабильным по групповой углеводородной сетке.

По пласту ЮВ₁² даны характеристики в количестве девятнадцати проб газа-нефти конденсата. После трех лабораторных исследований, результаты проб нефти имели плотность восемьсот тридцать восемь килограмм на кубический метр, кинематическая вязкость составила пять целых пять десятых миллиметра в квадрате, молекулярная масса составила сто девяносто шесть килограмм на кмоль. В составе нефти содержится сера (ноль целых три десятых процента), содержится парафин (одна целая восемь десятых процента), смола силикагелевая (четыре целых две десятых процента), асфальтены (ноль целых три десятых процента). Светлая фракция вышла при выкипании до трехсот градусов Цельсия, составила пятьдесят четыре процента.

Исходя из выводов одно разного разгазирования одной пробы, пластовая нефть состояла из плотности – шестьсот восемьдесят шесть килограмм на метр кубический, сепарированная – восемьсот сорок четыре килограмм на метр кубический. Содержание газа во время давления насыщения двадцать пять целых три десятых МегаПаскаля (Мпа) состоит сто восемьдесят пять метров кубических на метр кубический, объёмном коэффициентом – одна целая

четыре ста пятьдесят шесть, усадка составила – тридцать три целых две десятых процента. Динамические вязкости нефти в пласте ноль целых четыре десятых мили паскаль в секунду. Свойство нефти считается считать к метаново-нафтеновому типу по групповой углеводородной сетке [1,2].

Отборка газа на устья скважины (три пробы), метанового содержания: количество метана достигает до восьмидесяти четыре целым три десятых процента, этана (C_2H_6) – до шести процентов, пропана (C_3H_8) – до четырех процентов, бутан (C_4H_{10}) – одна целая семь десятых процента, C_{5+} высшие – ноль целых пять десятых процента. Присутствует и кислый компонент — углекислым газом одна целая две десятых процента, азот два процента, водород ноль целых две десятых процента, аргон и сероводорода нету. Газовая плотность составляет ноль целых восемьсот пятьдесят три тысячных килограмма на кубический метр [1,2]. Исходя из результатов исследований однократного раз газирования восьми проб, в состав растворенного газа входит содержание восьмидесяти одному целому девяти десятым процентов метана, семи процентов – этана, три целых восемь десятых процента – пропана, одна целая восемь десятых процента – бутанов, ноль целых восемь десятых процента – пентанов + высших компонентов. Молекулярный вес газ двадцать целых одна десятая килограмм на кмоль. Плотности газа в воздухе составляет ноль целых шестьсот девяносто четыре [1,2]. Газовые и конденсатные исследования на пласте ЮВ₁¹ сделаны в скважине номер сто сорок четыре Р, используя восьмимиллиметровый штуцер, дебит постоянного конденсата составляет пятьдесят семь целых шесть десятых метра кубических в сутки. Удельным выходом постоянного конденсата составляет пятьсот тридцать шесть кубических сантиметров на кубический метр. Конденсатная плотность составляет семьсот сорок пять килограмм на кубический метр. После результатов промыслового исследования допустимое количество жидких углеводородов составляло триста девяносто девять грамм на кубический метр. Исследования лабораторного анализа двух проб постоянный конденсат при плюс двадцати градусов Цельсия, содержат плотность семьсот сорок четыре

килограмм на кубический метр, вязкость ноль целых девяносто восемь сотых миллиметров в квадрате. Молекулярный вес конденсата содержит сто десять грамм на моль. Нафтно-метановый состав нефти считается считать стабильным по групповой углеводородной сетке. Параметры пласта ЮВ₁ указаны в таблице 1 [11.21].

В пластовых условиях параметры нефти	Значение
Вязкость	11,2мПа*с
Плотность	1660г/м ³
Плотность в поверхностных условиях	1820г/м ³
Объемный коэффициент	11,371доли ед.
Содержание серы	10,354%
Содержание парафина	12,20%
Давление насыщения нефти газом	112,61МПа
Газовое содержание	1183м3/т
Газовый фактор	1172м3/т
Плотность воды	11,004г/см3
Плотность воды в поверхностных условиях	11,002г/см3
Вязкость воды	10,57мПа*с

Таблица 1 – Физика-химические характеристики ЮВ₁

Пластовая-вода вода относятся к соленым по количеству минерализаций, согласно классификации В.А.Сулина, неомские воды гидрогеологических комплексов относятся к хлоридному кальциевому типу они насыщены метановым составом газа от восьмидесяти двух до девяносто восьми процентов, что указано в таблице номер. Химические их составы и физические особенности пластовой-воды воды Юрской толщи, были внимательно рассмотрены на скважине номер сто одиннадцать, сто тринадцать, сто тридцать один. что представлено в таблице 2 [10.20].

Наименование параметра	Юрский
------------------------	--------

	гидрогеологический комплекс		
	ЮВ ₁		
	Диапазон изменения		Средние значения
Газосодержащие-м ³ /т	-	-	2,12
Плотность воды-кг/м ³	-	-	
- в стандартных условиях	-	-	1000
- в условиях пласта	1000	1045	1002
Вязкость в условиях пласта-мПа*с	-	-	0,55
Химический состав вод, (мг/л)/мг-экв/л)	-	-	
Na+ + K+	87,3	10722,0	3759,0
Ca+2	11,2	1200,0	424,0
Mg+2	1,5	98,0	36,0
Cl -	98,8	18723,0	6450,0
HCO ₃	1,2	390,0	133,0
Общая минерализация, г/л	-	-	24
Жесткость общая,(мг-экв/л)	-	-	68,00
Химический тип воды, преимущественный (по В.А.Сулину)	Cl - Ca		
Количество исследованных проб (скважин)	3		

Таблица 2 – Химика-физические свойства пластовых вод пласта ЮВ₁

Для среднее значение применяется минерализация в двадцать четыре грамма на литр для пласта ЮВ₁, она более правильно показывает величину минерализаций законтурной воды для интервала, данного глубиной если брать в учет соседнии участки месторождений.

Главные образующие соль элементы показаны ионом натрия и калия от семидесяти четырех до девяносто четырех процентов, также надо отметить увеличение содержаний кальция до двадцати пяти процентов, магний до девяти

процентов, хлор от восьмидесяти пяти до ста процентов, гидрокарбонат от нуля целым двум десятым процентов до восьми процентов. Попутный микрокомпонент содержит йод до шестнадцати целых четыре десятых миллиграмм на литр, брома до сто четырех целых девяносто четыре сотых миллиграмм на литр, бор – двенадцать целых семьдесят два миллиграмма на литр, фтор – три целых пять десятых миллиграмма на литр. Состав метана растворенного газа от восьмидесяти одного до девяносто четырех процентов – CH_4 . Пластовая вода имеет плотность от одного до одного целого сорок пять тысячных грамм на кубический сантиметр. Пластовая вода составляет вязкость в ноль целых пятьдесят пять сотых миллипаскаль в секунду, газо-содержание – две целых двенадцать сотых метров кубических на тонну.

2 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1. Анализ показателей разработки

Самотлор введен в эксплуатацию в 1969 году и территориально расположен на двух лицензионных участках: АО «Самотлорнефтегаз» и ОАО «ТНК-Нижневартовск». В разработке объекта можно выделить четыре этапа:

С начала эксплуатации до 1982 года – объект характеризуется активным разбуриванием, наращиванием отборов нефти и жидкости, организацией системы заводнения. За первую стадию отобрано 47 млн т (21,1 % от НИЗ), обводненность к концу стадии – 28,0 %.

Вторая стадия (1982 – 1984 гг.) характеризуется максимальными отборами нефти (7,9 млн т в 1983 г. при обводненности – 33,2%). На 1.01.1985 г. накопленная добыча нефти составила 69,9 млн т (31,4 % от НИЗ).

С 1985 по 1989 гг. наблюдается снижение добычи нефти при наращивании действующего добывающего фонда и значительном росте обводненности. Обводненность выросла с 43,2 % до 65,0%. Отбор нефти к концу стадии составил 45,6 % от НИЗ.

Таким образом, за основной период разработки отобрана почти половина извлекаемых запасов при обводненности 65,0 %.

С 1990 г. темпы отбора от НИЗ не превышали 2 %, что указывает на вступление объекта в четвертую завершающую стадию. С 1993 по 2004 гг. добыча нефти продолжает снижаться более умеренными темпами, темп роста обводненности также снижается.

При этом стабилизация добычи достигается в условиях сокращения действующего добывающего фонда скважин с 833 до 542 (в основном за счет проведения геолого-технологических мероприятий). В 2005 – 2008 гг. наблюдается рост добычи нефти, связанный с разбуриванием

высокопродуктивных Усть-Вахской и Мыхпайской площадей. Разработка залежей характеризовалась высокой интенсивностью, добыча нефти по скважинам этих залежей изменялась от 32 до 50 % от всей добычи объекта.

С 2009 года наблюдается снижение добычи нефти и жидкости на фоне продолжающегося роста обводненности и сокращения добывающего фонда, что связано с активной выработкой запасов на разбуренных площадях и низкой рентабельностью скважин.

За 2011 год добыто 1928,0 тыс. т нефти. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов равен 0,9 %. Снижение добычи нефти по сравнению с 2010 г. составило 249 тыс. т (-11,5 %), содержание воды в продукции в среднем по объекту выросло с 88 до 89,1 %. Действующий добывающий фонд уменьшился на 11 скважин.

Фонд скважин, участвовавших в разработке	Плотность сетки, га/скв		Геологические запасы, тыс. т	Извлек. запасы, тыс. т	Накопл. добыча нефти, тыс.. т	Остат. извлек. запасы, тыс. т	Утвержденный КИН, д.ед	Текущий КИН, д.ед
2468	29,6		454701	222805	156424,6	66380	0,490	0,344
Действ. фонд нефт. скв.	Отбор от НИЗ, %	Темп отбора от НИЗ, %	Добыча нефти за 2011г., тыс. т	Обв. за 2011 г, %	Нак. добыча нефти на 1 скв, участв.в разработке	Остат. извлек. запасы на 1 действующ. скв.	Коэффициент выработки, %	Кратность запасов, годы

						тыс. т.		
554	70,2	0,9	1928,0	89,1	63,4	119,8	70	9

Средний дебит нефти за 2011 год составил 9,6 т/сут, жидкости – 88,4 т/сут, обводненность – 89,1 %. Основные показатели степени выработки запасов представлены в таблица 3

Таблица – 3 Основные показатели степени выработки запасов

Отбор от начальных извлекаемых запасов пласта составил 70,2 %, текущий КИН – 0,344 д.ед. (при утвержденном 0,490 д.ед.), обводненность продукции – 89,1 %. Объем остаточных запасов нефти составляет 8373 тыс. т, или в расчете на 1 действующую добывающую скважину – 31,5 тыс. т. Кратность остаточных запасов при текущем темпе отбора составляет 9 лет. В разработке принимало участие 870 скважин, реализованная плотность сетки – 29,6 га/скв.

Таблица 2.2. Объект БВ₁₀¹⁻². Самотлорское месторождение. Основные показатели по выработке запасов.

Согласно «Авторскому надзору за разработкой Самотлорского месторождения», утвержденный проектный фонд (фонд, участвующий в технологическом процессе) по объекту БВ₁₀ составляет 1822 скважины, в том числе 1422 добывающих и 400 нагнетательных.

По состоянию на 1.01.2012 г. в общем добывающем фонде находится 822 скважины, в общем нагнетательном – 402 скважины (Таблица 4).

На объекте предполагалось бурение 248 скважин, в том числе 173 добывающих и 75 нагнетательных. В период после принятия проектного документа (2009 – 2011 гг.) пробурено и введено в эксплуатацию 49

добывающих скважин. Из пробуренных скважин в соответствии с проектным расположением введено 11 скважин. Кроме того, бурение двух боковых горизонтальных стволов привело к отмене бурения двух добывающих скважин (12097Д, 40135), бурение скважины 40392 привело к отмене проектного бокового ствола 9022-2, также возврат одной скважины привел к отмене бурения. Таким образом, с учетом вышесказанного, оставшийся к бурению фонд объекта БВ₁₀ составил 234 скважины, в том числе 159 добывающих и 75 нагнетательных.

Показатели	БВ ₁₀ ¹⁻²
Уточненный проектный фонд – всего	1952
в т. ч. Добывающие	1430
Нагнетательные	522
Утвержденный проектный фонд для бурения - всего	248
в т. ч. Добывающие	173
Нагнетательные	75
Фонд скважин на 01.01.2012 г. – всего	1224
в т. ч. Добывающие	822
Нагнетательные	402
Фонд скважин для бурения на 01.01.2012 г. - всего	234
в т. ч. Добывающие	159
Нагнетательные	75

Таблица 4 – Самотлорское месторождение. Состояние реализации проектного фонда на 1.01.2012 г.

2.2 Анализ показателей работы фонда, скважин объекта БВ₁₀¹⁻²

По состоянию на 1.01.2012 г. общий фонд объекта составляет 1224 скважины: в добывающем фонде числится 822 скважины, в нагнетательном фонде – 402 скважины. Характеристика пробуренного фонда скважин представлена в таблице 5. Распределение нагнетательного фонда по категориям приведено на Таблица 5. Самотлорского месторождения.

Категория скважин	Использование фонда скважин	БВ ₁₀ ¹⁻²
Добывающие	Действующие	554
	В освоении после бурения	0
	Бездействующие	73
	Эксплуатационный фонд	627
	В консервации	4
	Пьезометрические	22
	Наблюдательные	0
	Ликвидированные	169
	Всего	822
Нагнетательные	Под закачкой	240
	В освоении	0
	В отработке на нефть	0
	Бездействующие	45
	Эксплуатационный фонд	285
	В консервации	0
	Пьезометрические	19
	Наблюдательные	0
	Ликвидированные	98
	Всего	402

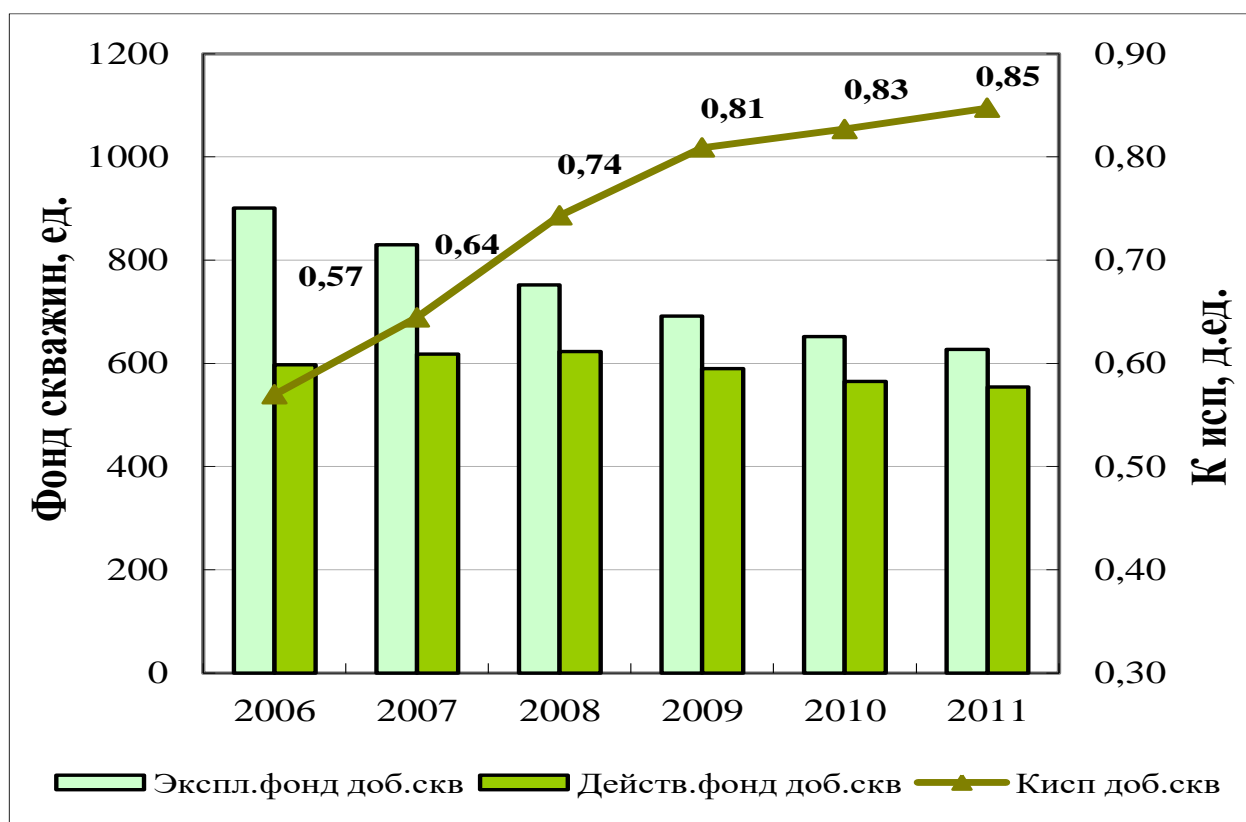
Таблица – 5 Характеристика фонда скважин на 1.01.2012 г.

Добывающий фонд на объекте составляет 822 скважины, из них: действующих – 554 скважины (все механизированы), бездействующих – 73, в консервации – 4, пьезометрических – 22, ликвидировано – 169. Распределение добывающих скважин по категориям приведено на рисунке 2.2.

В нагнетательном фонде – 402 скважины, из них: действующих – 240, бездействующих – 45, пьезометрических – 19 скважин, ликвидировано – 98.

Использование пробуренного фонда: На таблице 5 представлена динамика изменения добывающего и нагнетательного фонда и динамика коэффициентов использования за последние пять лет. Наблюдается тенденция снижения действующего добывающего фонда (за анализируемый период снизился на 10 %). На 1.01.2012 г. действующий фонд добывающих скважин составил 67 % от

общего фонда и 88 % от эксплуатационного. Коэффициент использования каждый год увеличивает свое значение, достигнув значения 0,85 в 2011 г. за счет снижения бездействующего фонда. В действующем нагнетательном фонде в указанный период наблюдается рост, а затем незначительное снижение. В 2007 г. действующий нагнетательный фонд составлял 201 скважину, в 2011 г. – 240 скважин. На 1.2012 г. действующий нагнетательный фонд составляет 60 % от общего фонда и 84 % от эксплуатационного. Коэффициент использования нагнетательных скважин увеличился по сравнению с 2007 г., составив 0,76. Соотношение добывающих и нагнетательных скважин достигало максимальных значений в период падения добычи нефти (1986– 1997 гг.), достигнув максимума 8,8:1 в 1993 г. В последние годы это соотношение снижается, составив в 2011 г. 2,3:1, что соответствует проектному значению.



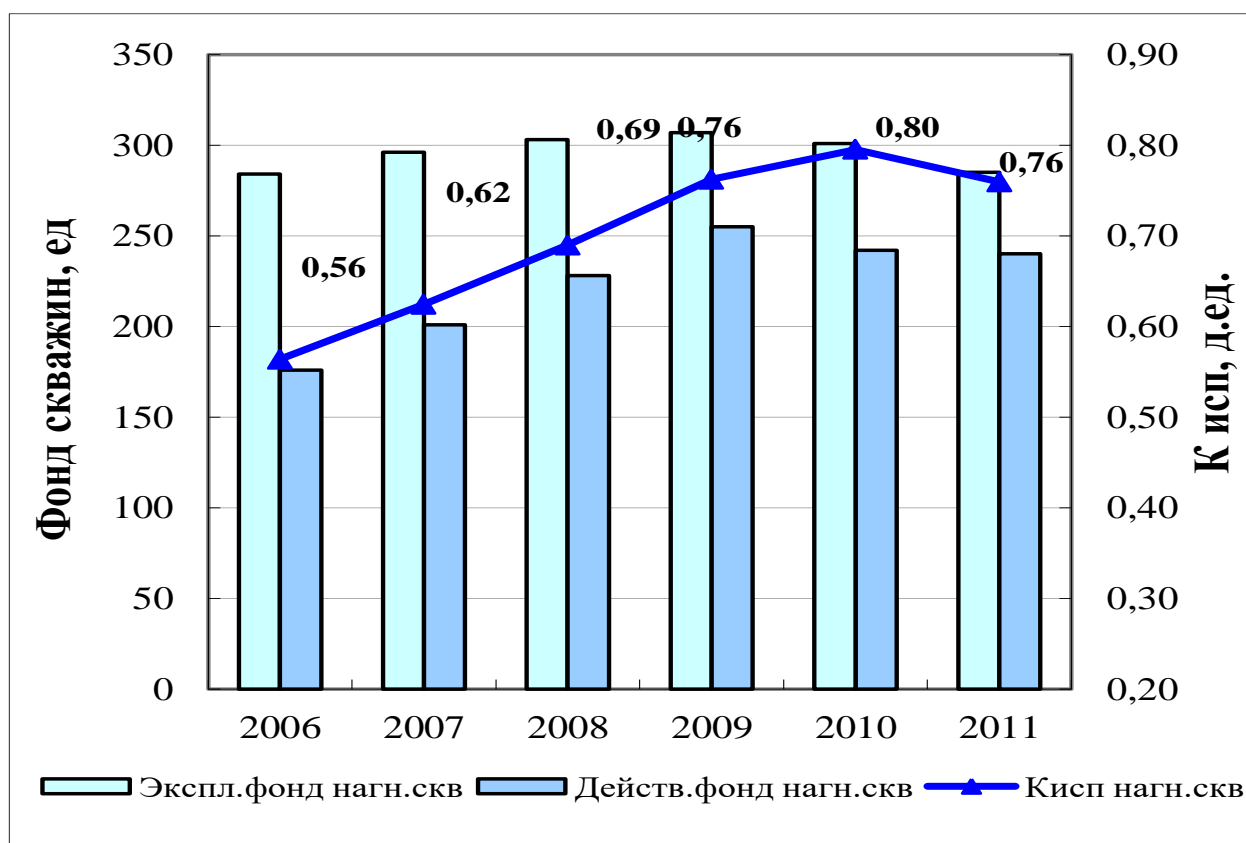


Рисунок 2 – Смотлорское месторождение. Динамика изменения добывающего и нагнетательного фонда и коэффициентов использования.

Средний дебит нефти за 2011 год составил 9,6 т/сут, жидкости – 88,4 т/сут, обводненность – 89,1 %. Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти, жидкости и обводненности на 1.01.2012 г. приведено в таблице 6.

Дебит, т/сут	Обводненность					Всего скважин			
	<20	20-60	60-90	90-98	>98				
Нефть									
0-2			0		1	9	35	14	59
2-5			1		11	51	84	18	165
5-10			2		15	89	44	11	161
10-20			6		28	62	18	5	119
20-50			11		15	14	4	0	44

50-100	2	2	1	0	0	5
>100	1	0	0	0	0	1
Итого	23	72	226	185	48	554
Жидкость						
0-10	3	15	6	0	0	24
10-20	5	13	27	4	0	49
20-50	11	35	106	39	1	192
50-100	2	7	75	68	6	158
100-500	2	2	12	71	34	121
500-1000	0	0	0	2	4	6
>1000	0	0	0	1	3	4
Итого	23	72	226	185	48	554

Таблица – 6 Самотлорское месторождение. Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти, жидкости и обводненности на 1.01.2012 г.

Третья часть скважин эксплуатируется с дебитами нефти от 2 до 5 т/сут (165 скважин – 30 %). Доля скважин с дебитами нефти более 20 т/сут составляет 9 % - 50 скважин. Дебитами более 50 т/сут характеризуется работа шести скважин – двух скважин, пробуренных в 2011 году в чистонефтяной зоне, трех боковых стволов, введенных на основной залежи в 2011 году, и горизонтальной скважины (845Е), находящейся в эксплуатации с 2006 года на *Мыхнайской площади*: Текущий дебит нефти последней – 133,6 т/сут – максимальный для данного объекта. Следует отметить, что 42 % (233 скважины) скважин работают с обводненностью более 90%, с обводненностью от 60 до 90 % эксплуатируются 226 скважин (41 %), обводненность ниже 60 % наблюдается в 95 скважинах (17 %). Распределение нагнетательных скважин по приемистости на 1.01.2012 г. представлено на таблице 6

В 2009-2011 гг. наблюдается резкое снижение дебитов, т.к. основной объем бурения в этот период осуществлялся на пласт БВ₁₀⁰, который характеризуется пониженными коллекторскими свойствами.

Среднегодовая обводненность по новым скважинам варьирует от 33 % до 65 %, стартовая обводненность при этом изменяется от 1 % до 95 %.

Всего за счет бурения новых скважин в 2007 – 2011 гг. добыто 4039,5 тыс. т нефти или 29,7 тыс. т на скважину.

Зарезки боковых стволов: В течение 2007–2011 гг. путем зарезок боковых стволов на объект введено 72 скважин. Показатели эксплуатации скважин с ЗБС представлены на рисунке 5.

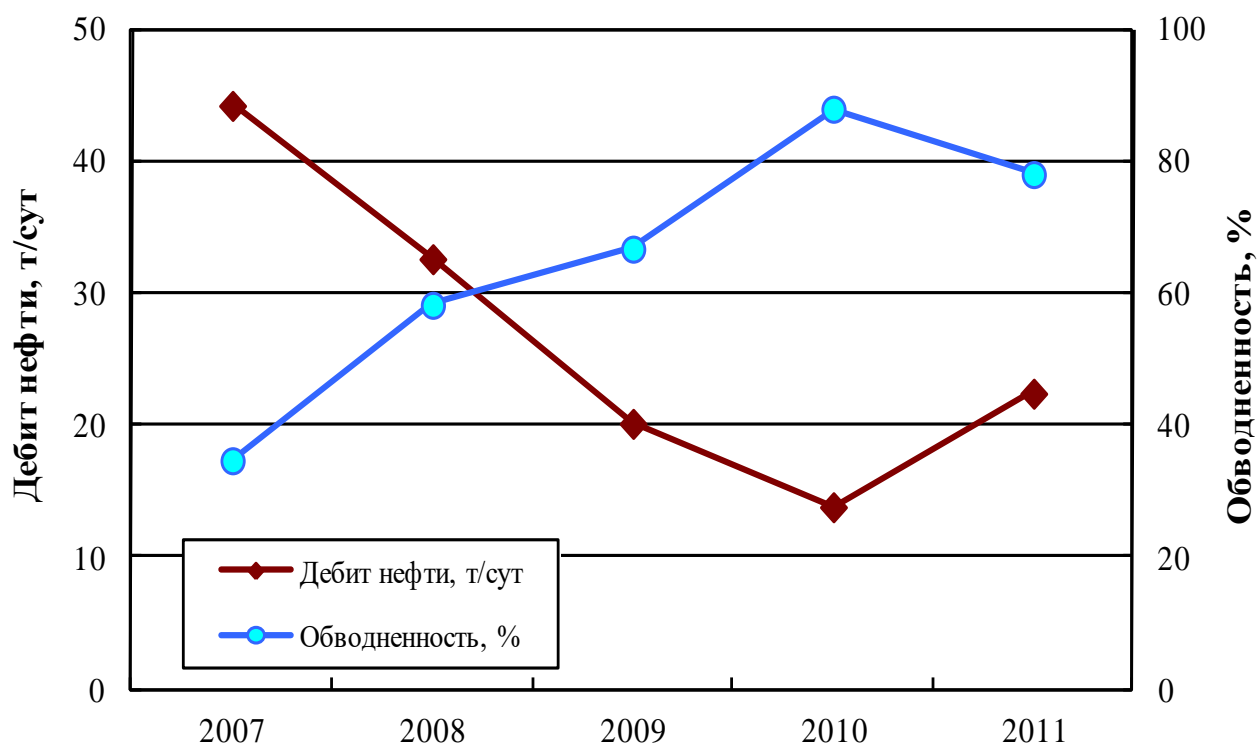
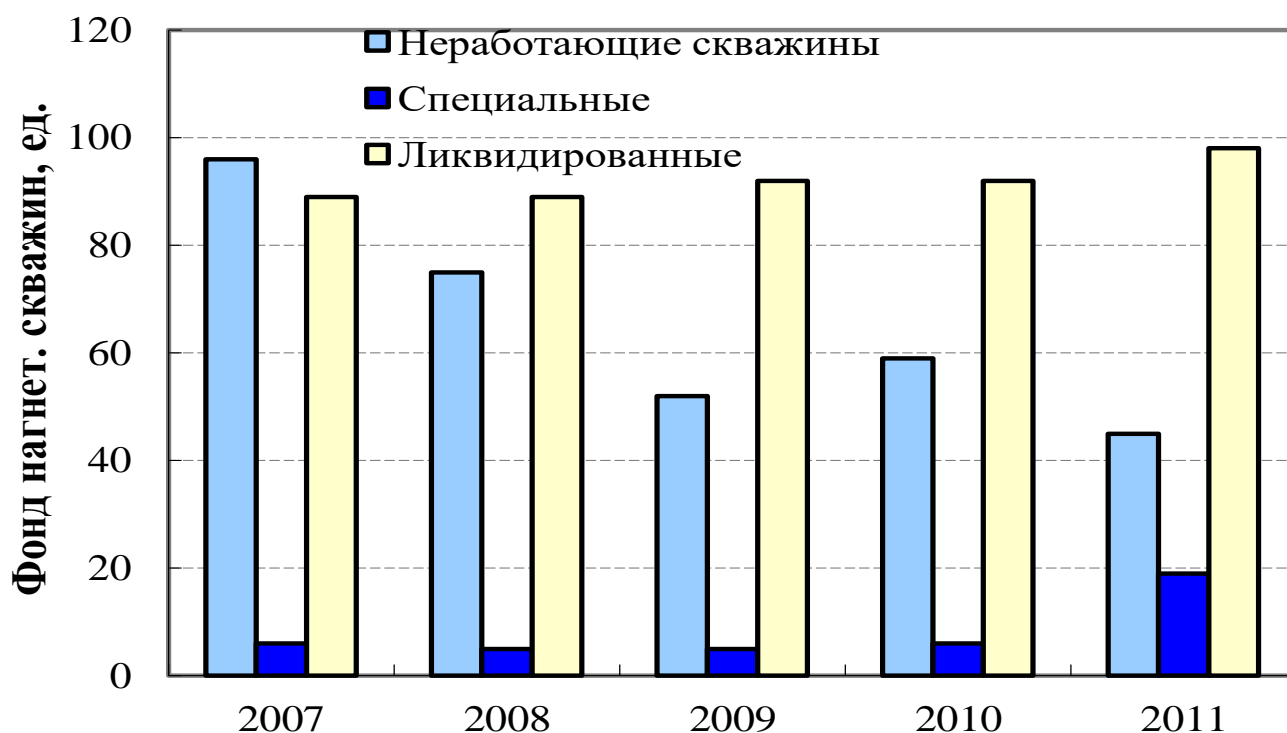


Рисунок – 5 Показатели эксплуатации ЗБС

Наблюдается снижение входных дебитов и рост обводненности скважин. В 2011 г. на объекте БВ₁₀ проведено 18 ЗБС, при этом основной объем ЗБС (13 ед.) произведен в центральной части основной залежи пласта БВ₁₀¹⁻² (в районе ЧНЗ). Высокая эффективность боковых стволов в указанной зоне

подтверждается ростом среднего дебита нефти и снижением входной обводненности. Всего за рассматриваемый период из боковых стволов добыто 753,6 тыс. т нефти или 10,5 тыс. т/скв.

Динамика неработающего добывающего и нагнетательного фонда за 2007 – 2011 гг. представлена на рисунке 6. Видно, что как добывающий, так и нагнетательный неработающий фонд имеет тенденцию к снижению, главным образом, за счет перевода скважин на другие пласты. При этом постоянно увеличивается количество ликвидированных скважин, что обусловлено длительным сроком эксплуатации фонда.



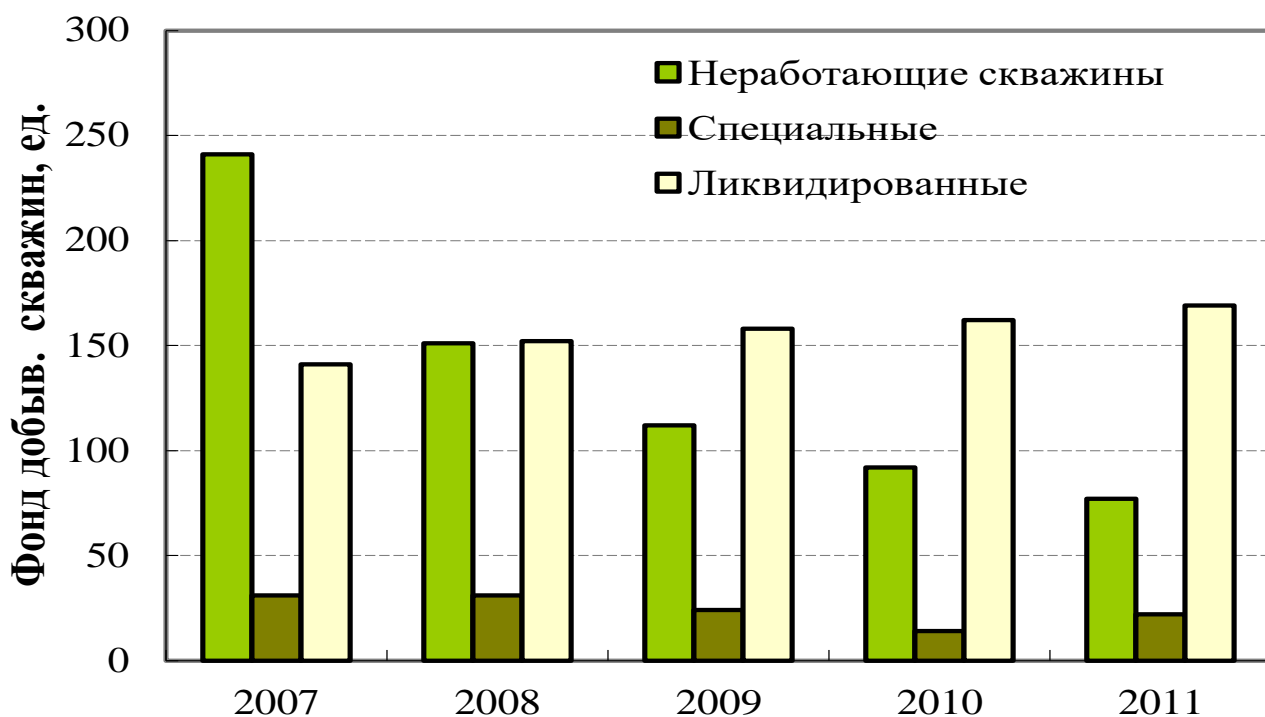


Рисунок – 6 Самотлорское месторождение.

2.3 Анализ выполнения проектных решений по объекту

По состоянию на 1.01.2012 г. накопленная добыча составила 156,4 млн т нефти и 421,1 млн т жидкости при проектных значениях 157,5 и 424,2 млн т соответственно. Отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) составил 70,2 % (проект - 70,7 %), текущий КИН равен 0,344 (проект – 0,346). Накопленный ВНФ составляет 1,7, текущий – 8,2. Темп отбора от НИЗ в 2011 г. составил 0,9 %, при проектном уровне - 1,2 %, от ТИЗ – 2,8 % (проект – 3,8 %). Добывающий эксплуатационный фонд объекта составляет 627 скважин (проект - 755 ед.), в том числе действующих 554 скважины (проект - 658 ед.). Нагнетательный эксплуатационный фонд составляет 285 скважин (проект - 321 ед.), в том числе в работе 240 скважин (проект - 268 ед.). Проектная программа ГТМ в период 2007 – 2011 гг. по бурению 138 скважин и возврату 28 скважин на объект БВ₁₀ практически полностью выполнена – пробурено 136 скважин и переведено 30 скважин. Тем не менее, отмечается снижение эффективности бурения новых скважин и ГРП (основного вида ГТМ для данного пласта) в

динамике. В течение рассматриваемого периода отмечается снижение отборов нефти, обусловленное снижением производительности скважин, ростом обводненности продукции и большим выбытием добывающего фонда с объекта ввиду высокой обводненности продукции и малоедебитности. Кроме того, следует отметить, что после весьма интенсивного разбуривания залежи (как уплотняющим фондом, так и в краевых частях залежи) в последние 3 года отмечается сокращение объемов бурения, что на фоне выбытия с пласта низкопроизводительного фонда и меньшего количества возвратов на пласт, нежели планировалось при проектировании, обусловило сокращение действующего фонда. Кроме того, большая часть новых скважин ввелась в работу во второй половине года и не обеспечила проектное время работы (142 дня против 168 проектных).

3. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

3.1. Анализ мероприятий по гидроразрыву пласта.

Из всех применявшихся методов повышения нефтеизвлечения на объекте (кислотные обработки, пороховые генераторы давления, дополнительная перфорация), наиболее эффективным оказался гидроразрыв пласта. В настоящее время на Самотлоре ГРП производит фирма «Schlumberger». В 2016 году дополнительная добыча за счет ГРП составила 374 тыс.т (37.5% годовой добычи). Операции гидроразрыва можно отнести к локальным гидродинамическим воздействиям на скважину. Количество скважин, подвергшихся гидроразрыву, по отношению к действующему фонду скважин

составляет не более 12%, поэтому значительного воздействия на разработку месторождения и перераспределения фонда скважин по среднесуточному дебиту гидроразрыв не оказывает.

Принцип данного способа выглядит так, в искусственном образовании и расширении трещин в породах призабойной зоны путём создания повышенных давлений жидкости, нагнетаемой в скважину. Для предохранения от смыкания трещин после снятия давления в пласт вместе с жидкостью закачивают кварцевый песок или проппант. Как показывают исследования, в процессе гидравлического разрыва возникают трещины шириной 1 - 2 мм самого непредсказуемого направления. Радиус их может достигать нескольких десятков метров. Заполненные крупнозернистым песком или проппантом трещины обладают значительной проницаемостью, в результате чего после гидроразрыва производительность скважины увеличивается в несколько раз. В некоторых случаях дебиты скважин после ГРП увеличиваются в десятки раз. Это свидетельствует о том, что образовавшиеся трещины соединились с другими ранее существовавшими трещинами и приток к скважине происходит из отдельных высокопродуктивных зон [8].

Гидроразрыв объектов состоит из чередуемых производительных технологических видов:

- закачки в пласт жидкости разрыва для образования трещин в пласте;
- закачки жидкость-песконоситель с песком, предназначенным для заполнения трещин;
- закачки продавочной жидкости для продавливания песка в трещины.

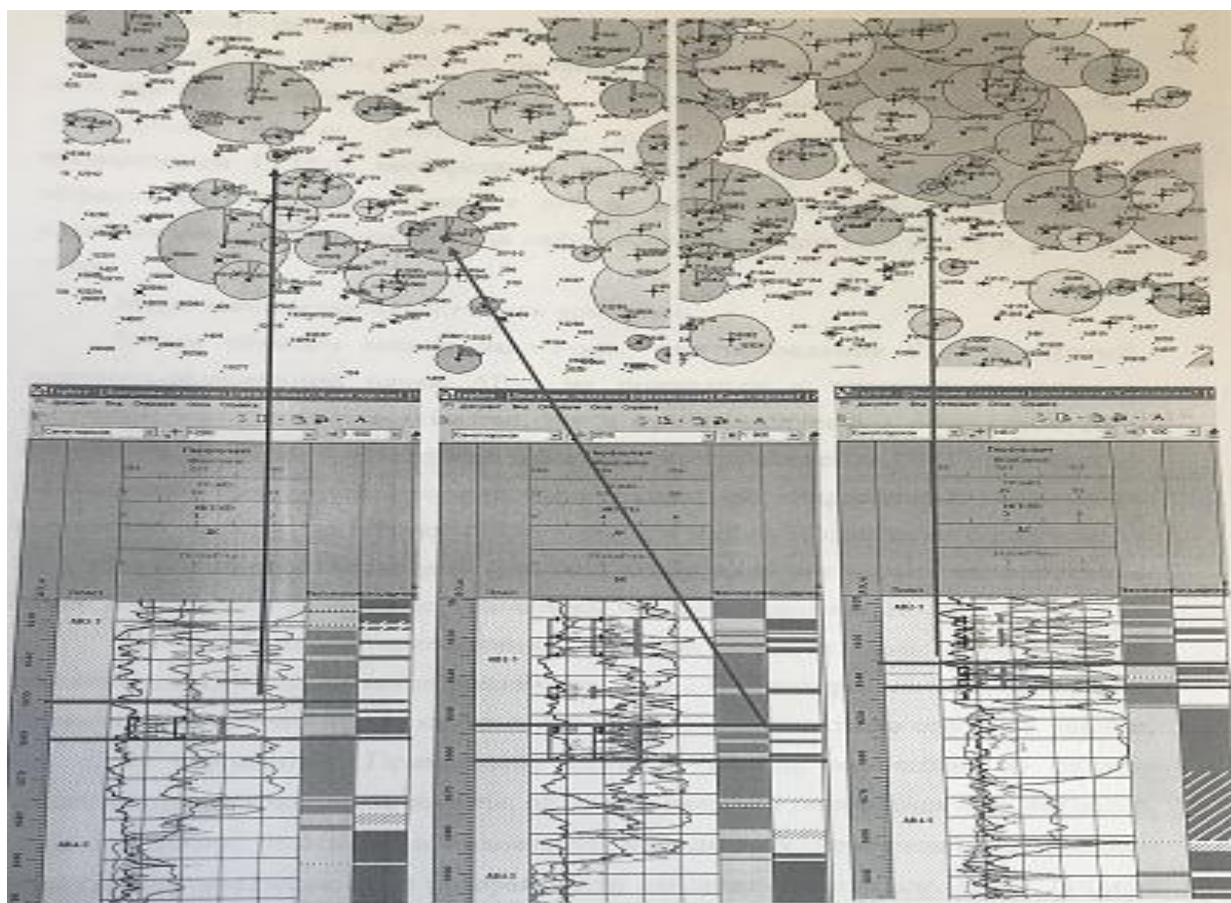


Рисунок – 7 Фрагменты карты текущего состояния на 01.09.2017. Диаграмма литологии и насыщения в основных стволах горизонтальной зарезки с проведением ГРП.

3.2. Обоснование выбора объектов и скважин-кандидатов для ГРП

Подбирая скважины-кандидаты под ГРП на Самотлорском месторождении, учитывали продуктивную толщину пласта, которая должна быть не менее 4 - 6 м при наличии надёжных пачек непроницаемых перекрывающих и подстилающих пород, исключающих распространение трещины в выше и ниже лежащие пласты, насыщенные газом или водой; обладать удовлетворительными ёмкостно-фильтрационными свойствами. Близость скважины-кандидата на ГРП к начальному ВНК или к фронту закачиваемой воды в большинстве случаев приводит к снижению эффективности ГРП. Важным фактором подбора скважин под ГРП является нефтенасыщенность горизонта, пласта. По России считается месторождение рентабельным при

нефтенасыщенности не менее 50%. Самотлорском месторождении имеет нефтенасыщенность 0,738. Данные коэффициенты нефтенасыщенности позволяют сделать вывод, что весь пробуренный фонд скважин годен для проведения ГРП. Желательным условием, при выборе скважин в кандидаты под ГРП, является длительность работы скважины с момента ввода её в эксплуатацию. Скважины с малым промежутком времени работы в кандидаты под ГРП не подходят, так как эффект от гидроразрыва в таких скважинах будет действовать короткое время. Также для успешного проведения ГРП проверялось техническое состояние скважины: целостность эксплуатационной колонны, качественный цементаж заколонного пространства. Обязательным условием проведения ГРП является максимальное вскрытие пласта перфорацией. С этой целью во всех скважинах осуществлялась перфорация зарядами типа ПКС 105 с плотностью до 28 отверстий на погонный метр. Можно отметить ещё один фактор, влияющий на выбор скважин — гидродинамическое совершенство скважины: вскрытие пласта бурением и перфорацией (достаточная плотность, диаметр и длина каналов) на полную мощность продуктивного пласта, отсутствие дополнительных сопротивлений притоку жидкости в скважину, а проницаемости призабойной и удалённой зон пласта имеют одинаковые значения. В процессе ГРП в начальном периоде использовался привозной кварцевый песок, готовый по сортировке, окатанности зерен, составу, прочностным характеристикам. В отличие от Ермаковского УПНП и КРС совместным предприятием АО СНПХ, при проведении ГРП использована более совершенная специализированная техника и технология в сочетании с высоким уровнем производственной дисциплины и культуры. Это, прежде всего, выражено в четком и строгом соблюдении технологии при контроле за всеми основными параметрами процесса работы.

3.3. Анализ эффективности ГРП

Наибольший эффект от проведения ГРП получен в скважинах, где работает кровельная и средняя часть пласта, наименьший в скважинах с рабочей

кровельной и подошвенной частью пласта. Отсюда можно сделать вывод, что так как в процессе ГРП образованные трещины переводят изолированные друг от друга пропластки в единую гидродинамически связанную дренируемую область, то в случае с разобщенными посередине пропластками мощности гидроразрыва недостаточно для их связи, следовательно проведение ГРП не рекомендуется. Скорее всего, учитывая сильную карбонизацию продуктивного пласта, необходимо проведение кислотных разрывов пласта.

Начиная с 2013 года, на Самотлорском месторождении ГРП производит фирма «Шлюмберже». Это предприятие предлагает значительное увеличение производительности путём проведения ГРП на среднепроницаемых скважинах, за счёт правильно рассчитанных параметров трещины. В 2013г. гидроразрыв пласта был проведен на 3-м скважинам. Положительные результаты ГРП отмечаются по 1 скважинам, т.е. Дополнительная добыча нефти составила за 2014 г. - 131.1 тыс. т., за весь период после ГРП 2013 г. – 176.6 тыс. т.

Гидроразрыв пласта в 2014 г. был проведен на 3 скважинах (№24, 93, 95), по всем скважинам получен положительный эффект. По скважине № 24 дебит нефти увеличился в 4.4 раза при росте обводненности на 55.4%. Незначительно выросла обводненность после ГРП по скважинам (№ 93, 95, 153) от 0.7 до 7.4 % при увеличении дебитов в 1.6 – 6.4 раза.

В 2015году гидроразрыв пласта был проведен на 3 скважинах на одной из них произошло увеличение добычи нефти в 2,44 раза. На остальных скважинах дебиты нефти увеличились не более чем в 1,5 раза.

Проведённые сервисными компаниями «Schlumberger» операции по ГРП на месторождении позволили в значительной степени увеличить текущую добычу нефти по большинству обработанных скважин. В целом эффективность ГРП значительно превысила результаты ранее применявшихся методов интенсификации добычи. Гидроразрывы оказались успешными в подавляющем большинстве случаев.

Год	Объект	Параметры
2013	Количество скв.опер, ед	3
	Прирост дебита нефти, т/сут	7.4
	Доп. добыча нефти, тыс т	0.8
	Уд. доп. доб. нефти, тыс.т/скв	0.80
	Коэффициент успешности	0.5
2014	Количество скв.опер, ед	3
	Прирост дебита нефти, т/сут	10.1
	Доп. добыча нефти, тыс т	13
	Уд. доп. доб. нефти, тыс.т/скв	13.0
	Коэффициент успешности	0.6
2015	Количество скв.опер, ед	3
	Прирост дебита нефти, т/сут	24.64
	Доп. добыча нефти, тыс т	31.72
	Уд. доп. доб. нефти, тыс.т/скв	25.13
	Коэффициент успешности	0.9

Таблица - 8 Динамика изменения показателей ГРП по объектам разработки Самотлорского месторождения за 2014 - 2016 гг.

Мероприятие оценивается как успешное. Таким образом можно заключить, что проведение ГРП не приводило к прорыву трещины в основной пласт как при skin frac, так и при классическом с закачкой 20 т проппанта. В связи с чем нужно отметить, что проведение ГРП, может быть одним из направлений увеличения выработки запасов по объекту. При этом при наличии глинистого раздела 5-10 м рекомендуется проводить skin frac, а при наличии экрана неколлектора более 10 м классический с ограничением массы в пределах 15-20 т. Из результатов проведенного анализа следует, что эффективность применения ГРП на объекте разработки Самотлорского месторождения существенно определяется особенностями как геологического строения залежи,

так и ее разработки. Применение ГРП на пласте, имеющем по разрезу прилегающие заводненные пласты, даже при наличии непроницаемых разделов, сопровождается быстрым обводнением добываемой продукции, снижением качества нефтевытеснения и потерей части извлекаемых запасов нефти. Принцип данного способа выглядит так, в искусственном образовании и расширении трещин в породах призабойной зоны путём создания повышенных давлений жидкости, нагнетаемой в скважину. Для предохранения от смыкания трещин после снятия давления в пласт вместе с жидкостью закачивают кварцевый песок или проппант. Как показывают исследования, в процессе гидравлического разрыва возникают трещины шириной 1 - 2 мм самого непредсказуемого направления. Радиус их может достигать нескольких десятков метров. Заполненные крупнозернистым песком или проппантом трещины обладают значительной проницаемостью, в результате чего после гидроразрыва производительность скважины увеличивается в несколько раз. В некоторых случаях дебиты скважин после ГРП увеличиваются в десятки раз. Это свидетельствует о том, что образовавшиеся трещины соединились с другими ранее существовавшими трещинами и приток к скважине происходит из отдельных высокопродуктивных зон.

Таблица – 9 **Дополнительная добыча после проведения ГРП (тонн)**

СКВ.	март	апрель	май	Июнь	июль	август	сентяб	октябрь	нояб	декаб	тонн
395	2603,6	2603,6	2146,08	2146,08	894,48	894,48	1163,3	1163,3	991,2	991,2	15992,2
241	2853,4	2853,4	2614,8	2614,8	1347	1347	1755,0	1755,0	1702,5	1702,5	20786,3
303			1726,8	1726,8	3423,75	3423,75	3222,0	3222,0	3294,0	3294,0	23636,1
1158			1135,8	1135,8	3780	3780	3780,0	3780,0	2916,0	2916,0	24381,6
809			2370	2370	2847,6	2847,6	2760,1	2760,1	2637,3	2637,3	22039
1019			2802,96	2802,96	2907,3	2907,3	2822,2	2822,2	2623,2	2623,2	23330,4
132			-366	-366	678	678	774,5	774,5	1027,2	1027,2	4359,36
375			231,6	231,6	3089,64	3089,64	0,0	0,0	-168,0	-168,0	6681,48
184					1939,8	1939,8	1923,0	1923,0	1407,0	1407,0	10723,6
321					3408	3408	4093,5	4093,5	3306,0	3306,0	21936
150					1965	1965	1836,0	1836,0	1719,6	1719,6	11191,2
137					2478,9	2478,9	2817,6	2817,6	1698,0	1698,0	14126
162					2559	2559	2923,8	2923,8	2625,0	2625,0	16377,6
195					2106	2106	2190,6	2190,6	2190,6	2190,6	13169,4
288					441	441	757,2	757,2	0	0	2684,4
1056					2528,4	2528,4	2377,2	2377,2	3276,0	3276,0	17419,2
215					1779	1779	1669,8	1669,8	1076,4	1076,4	9265,4

362							1215,0	1215,0	1986,0	1986,0	6764
178							2562,0	2562,0	-51,0	-51,0	5200
209							2580,0	2580,0	3015,6	3015,6	11400,2
361							360,0	360,0	456,0	456,0	1993
189							1254,0	1254,0	1530,0	1530,0	5757
217							1954,5	1954,5	1897,5	1897,5	7921
172							2274,0	2274,0	1269,6	1269,6	7259,2
450							0,0	0,0	-1396,2	-1396,2	-2342,4
158							3386,8	3386,8	3246,0	3246,0	13423,6
374							2157,0	2157,0	1924,5	1924,5	8537
191							2914,8	2914,8	2784,0	2784,0	11588,6
149							3521,8	3521,8	4122,0	4122,0	15436,5
1081									138,6	138,6	1358,2
290									1994,8	1994,8	4279,53
341									2834,0	2834,0	6008,91
235									1711,5	1711,5	3658
1096									0,0	0,0	1096
147									1341,8	1341,8	2830,5
156									1234,5	1234,5	2625

271											776,3	776,3	1823,69
395	0	0	0	0	-239,52	-239,52	-305,52	-305,52	-329,52	-329,52	-329,52	-329,52	-2013,2
241	135	135	-169,5	-169,5	1896	1896	420	420	-304,5	-304,5	-594	-594	3007
303	4345,8	4345,8	4888,86	4888,86	4392,9	4392,9	4363,2	4363,2	3963,6	3963,6	3762,6	3762,6	51736,9
1158	2700	2700	40	2340	3175,2	3175,2	2205	2205	2025	2025	2591,7	2591,7	31231,8
809	2347,2	2347,2	1924,2	1924,2	1972,8	1972,8	2059,2	2059,2	1713,6	1713,6	2065,2	2065,2	24973,4
1019	2815,8	2815,8	2433,6	2433,6	2227,8	2227,8	1434	1434	1225,2	1225,2	1340,4	1340,4	23972,6
132	1033,2	1033,2	1062,3	1062,3	1024,5	1024,5	669	669	750,9	750,9	939	939	11089,8
375	-303	-303	-240,9	-240,9	-213,6	-213,6	-300,9	-300,9	-327	-327	-315	-315	-3025,8
184	1176,6	1176,6	1074	1074	954	954	1205,4	1205,4	937,8	937,8	1147,8	1147,8	13175,2
321	2956,8	2956,8	2841,6	2841,6	2999,1	2999,1	3244,8	3244,8	3360	3360	3504	3504	38133,6
150	1623	1623	1623	1623	1600,5	1600,5	1471,2	1471,2	1644,3	1644,3	1683,3	1683,3	19440,6
137	1640,4	1640,4	2374,2	2374,2	2130	2130	1804,5	1804,5	169,2	169,2	-64,8	-64,8	16244
162	2370	2370	2283,6	2283,6	2138,1	2138,1	2400	2400	2021,7	2021,7	2310	2310	27208,8
195	2028	2028	1739,4	1739,4	1575	1575	1660,5	1660,5	2252,1	2252,1	2106	2106	22917
288	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	288
1056	2320,5	2320,5	2088	2088	1747,2	1747,2	1620	1620	1686	1686	2107,2	2107,2	24193,8
215	1338	1338	1578	1578	1104	1104	766,2	766,2	699,6	699,6	765	765	12716,6
362	2701,8	2701,8	2323,5	2323,5	2410,8	2410,8	2178	2178	2044,5	2044,5	2130	2130	27939,2

178	-975	-975	-1206	-1206	-1206	-1206	0	0	0	0	-1260	-1260	-9116
209	2597,4	2597,4	2317,2	2317,2	2490	2490	2520,9	2520,9	1408,8	1408,8	144	144	23165,6
361	-99	-99	-195	-195	15	15	-414	-414	-630	-630	-651	-651	-3587
189	795	795	646,8	646,8	453,6	453,6	702	702	728,4	728,4	591,6	591,6	8023,8
217	2082	2082	1713	1713	1584	1584	1545,6	1545,6	2075,7	2075,7	1755	1755	21727,6
172	249	249	300	300	180,6	180,6	0	0	29,82	29,82	0	0	1690,84
450	-1396,2	-1396,2	-1410	-1410	-1410	-1410	-1410	-1410	-1410	-1410	-1410	-1410	-16442
158	2850	2850	2762,7	2762,7	2115,6	2115,6	1792,2	1792,2	2820	2820	2674,2	2674,2	30187,4
374	0	0	0	0	-165	-165	-232,2	-232,2	-233,7	-233,7	-233,7	-233,7	-1355,2
191	2150,4	2150,4	1632	1632	1593	1593	1564,8	1564,8	1425,3	1425,3	1672,5	1672,5	20267
149	2147,4	2147,4	1710	1710	0	0	55,5	55,5	68,4	68,4	-201	-201	7709,6
1081	746,1	746,1	1031,4	1031,4	643,5	643,5	468,9	468,9	630,6	630,6	752,4	752,4	9626,8
290	1460,76	1460,76	1458,36	1458,36	740,765	740,765	467,165	467,165	1642,56	1642,56	-824,04	-824,04	10181,2
341	2303,56	2303,56	2856,46	2856,46	1401,16	1401,16	873,756	873,756	595,356	595,356	909,756	909,756	18221,1
235	2205	2205	1594,8	1594,8	1335,6	1335,6	1092	1092	1271,4	1271,4	1155	1155	17542,6
1096	1632,37	1632,37	1575,37	1575,37	1518,37	1518,37	1518,37	1518,37	1461,37	1461,37	1361,77	1361,77	19231,3
147	1779	1779	2184	2184	4884	4884	4580,4	4580,4	3876	3876	3518,1	3518,1	41790
156	1206,6	1206,6	1478,4	1478,4	1341,6	1341,6	1620	1620	1825,2	1825,2	1995	1995	19089,6
271	0	0	1610,34	1610,34	1851,54	1851,54	1983,54	1983,54	1815,54	1815,54	3032,34	3032,34	20857,6

139	2137,59	2137,59	2405,79	2405,79	2176,59	2176,59	2204,79	2204,79	1743,99	1743,99	1305,99	1305,99	24088,5
1085	0	0	-175,92	-175,92	4402,08	4402,08	3725,88	3725,88	3931,68	3931,68	5616,48	5616,48	36085,4
124	-875,91	-875,91	-875,91	-875,91	1661,01	1661,01	637,29	637,29	5380,59	5380,59	2479,89	2479,89	16937,9
254	0	0	791,537	791,537	2634,74	2634,74	2250,65	2250,65	2246,54	2246,54	2478,74	2478,74	21058,4
131			2849,33	2849,33	4914,29	4914,29	4601,99	4601,99	3114,59	3114,59	2681,39	2681,39	36454,2
1136			912,116	912,116	3390,12	3390,12	3117,72	3117,72	2461,92	2461,92	2429,82	2429,82	25759,4
308			2081,62	2081,62	1839,22	1839,22	1229,02	1229,02	1670,02	1670,02	0	0	13947,7
270			0	0	0	0	0	0	279,072	279,072	1323,67	1323,67	3475,49
180			3980,3	3980,3	3456,8	3456,8	3544,1	3544,1	2207,3	2207,3	1892,3	1892,3	30341,6
332			-843,54	-843,54	-1771,7	-1771,7	-1673,9	-1673,9	-1268,9	-1268,9	-647,94	-647,94	-12080
1123			1320,03	1320,03	2112,75	2112,75	-603,45	-603,45	-55,648	-55,648	-133,05	-133,05	6404,28
148			2900,43	2900,43	2346,93	2346,93	1848,03	1848,03	0	0	795,634	795,634	15930,1
1068			2088	2088	2160	2160	2007	2007	2121	2121	4500	4500	26820
269			0	0	-1327,1	-1327,1	-1327,1	-1327,1	-1327,1	-1327,1	-1327,1	-1327,1	-10348
124			0	0	528,487	528,487	-495,23	-495,23	4248,07	4248,07	1347,37	1347,37	11381,4
340					2070,62	2070,62	1614,02	1614,02	1320,02	1320,02	1176,92	1176,92	12703,1
309					890,954	890,954	554,054	554,054	642,254	642,254	1260,85	1260,85	7005,24
1067					0	0	-1423,7	-1423,7	-1423,7	-1423,7	-1423,7	-1423,7	-7475,2
234					0	0	-1093,2	-1093,2	-1093,2	-1093,2	-1093,2	-1093,2	-6325,2

1070					1252,18	1252,18	5417,08	5417,08	5078,68	5078,68	4159,18	4159,18	32884,2
236					3196,56	3196,56	2808,48	2808,48	2279,28	2279,28	2302,68	2302,68	21410
365					-403,78	-403,78	-54,583	-54,583	-161,68	-161,68	0	0	-875,1
130					968,947	968,947	5259,07	5259,07	870,067	870,067	986,767	986,767	16299,7
383					1367,7	1367,7	1336,5	1336,5	1567,5	1567,5	1833	1833	12592,4
297					0	0	0	0	-38,988	-38,988	-414,89	-414,89	-610,75
1011					4095	4095	3863,4	3863,4	4275	4275	2992,5	2992,5	31462,8
1013					2029,54	2029,54	3230,14	3230,14	2839,54	2839,54	2693,14	2693,14	22597,7
307					0	0	1910,4	1910,4	59,52	59,52	59,4	59,4	4365,64
311					0	0	3678	3678	2746,8	2746,8	3456	3456	20072,6
194					0	0	2586	2586	1708,5	1708,5	1882,2	1882,2	12547,4
240							4710	4710	4425	4425	3595,2	3595,2	25700,4
331							1235,52	1235,52	1255,5	1255,5	1607,4	1607,4	8527,84
812							3413,25	3413,25	4554	4554	2678,4	2678,4	22103,3
1029							317,883	317,883	0	0	-286,62	-286,62	1091,53
1039							2090,06	2090,06	2004,56	2004,56	2859,56	2859,56	14947,4
1021							0	0	0	0	33,6336	33,6336	1088,27
1122							1920,6	1920,6	1822,8	1822,8	1681,5	1681,5	11971,8
123							2873,7	2873,7	3264,3	3264,3	2511	2511	17421

3.4. Зависимость эффективности ГРП от коллекторских свойств пласта

В период с марта 2015 года по июнь 2016 года компанией “Shlumberger” на Самотлорском месторождении было проведено 74 операции по гидравлическому разрыву пласта. В данной работе рассмотрено 65 операций, ввиду отсутствия данных по остальным скважинам. Так как коэффициент проницаемости на Самотлорском месторождении изменяется от 0 до 200 мД, исследуемые скважины были разбиты по 8 группам проницаемости (таблица 10).

К пр [мД]	№№ скважин	Кол-во Скважин
0-24	241,303,184,162,195,288,215,1039,178	9
25-49	395,1158,375,209,189,217,374,191,139,340,309, 1070,236,297,194,331,1029,1122,240	19
50-74	1019,321,1056,172,450,341,1096,1085,131, 1067,365,130,383,1011,1013,1021	17
75-99	137,271,1123	3
100-124	809,132,1081,308,270,332,269,812	8
125-149	290	1
150-174	124,254,311,123	4
175-200	235,1136,1068,307	4

Таблица - 10 Разбивка скважин по группам Кпрон [10].

На основании данной разбивки был посчитан среднесуточный дебит нефти по группам проницаемости до ГРП и средневзвешенный дебит нефти по времени эксплуатации скважин после ГРП. Данные представлены в таблице 4.

Кпр[мД]	Qп/Qдо ГРП	Кпесч.[доли]
0-24	3,85	0,32

25-49	7,67	0,45
50-74	18,49	0,46
75-99	2,62	0,51
100-124	2,24	0,68
125-149	3,18	0,62
150-174	2,1	0,74
175-200	2,64	0,65

Таблица - 11 Таблица средних значений дебитов нефти до и после ГРП по скважинам усредненных по группам проницаемости [10].

По таблице 11 строим диаграмму распределения отношения средних дебитов нефти до и после ГРП по группам проницаемости ($Q_{\text{после}}/Q_{\text{до ГРП}}$). На основании этих распределений можно предположить, что эффективнее всего проводить ГРП в низко и средне проницаемых пластах, с рабочими интервалами пласта: кровельная часть, кровельная и средняя, средняя и подошвенная части; и не эффективно проводить ГРП в низко и средне проницаемых пластах с кровельной и подошвенной рабочей частью пласта.

3.5. Зависимость эффективности ГРП от типа слоистой неоднородности пласта

Установлено, что продуктивный пласт Ю₁⁰ Самотлорского месторождения имеет ряд неоднородностей. Данные неоднородности обусловлены как седиментационно-диагенетическими процессами, так и процессами стадийного и наложенного эпигенеза. Седименто-диагенетические неоднородности связаны с особенностями цементации песчаников. Самотлорская площадь разделяется на 2 типа разреза: однородный и неоднородный. Однородный тип разреза представлен в юго-западной и центре

северо-восточной части месторождения, незначительно в центральной части месторождения. Остальная (большая) часть месторождения представлена неоднородным типом разреза. Распространения типов разреза по расположению работающей части пласта мы можем наглядно проследить из части пласта мы можем получить приток в скважину, учитывая карбонизацию пласта. На основании этих 2^х карт был проведен анализ эффективности ГРП, с целью получения информации - для пластов с какой карбонизацией эффективнее проводить ГРП. Условно типы разреза по расположению работающей части пласта были разделены по цветам (таблица 12).

Цвет	Работающая часть пласта
Красный	Работает кровельная часть (неоднородн)
Синий	Работает средняя и подошвенная части (неоднородн)
Желтый	Работает кровельная и средняя части (неоднородн)
Зеленый	Работает кровельная и подошвенная части (однородн)
Фиолетовый	Работает кровельная и подошвенная части (неоднородн)

Таблица – 12. Разделение разрезов по цветам

В таблице 13 представлены те же скважины, разбитые по типам разреза (без учета скважин с ГРП законченных бурением).

Цвет	№№ скважин	Кол-во Сква.
Красный	288,215,1158,189,191,340,236,1056,172,341,1096,1085,365,1123,809,308,270,332,254,235,1136	21
Синий	1068,184,162,195,1039,178,209,309,1070,297,194,1029,297,194,1029,130,1021,137,271,132,1081,290,124	23
Желтый	241,303,240,395,217,374,139,1019,321,131,1013	11
Зеленый	450,311	2
Фиолетовый	375	1

Таблица – 13 Разбивка скважин по типу разреза

Просчитав средние среднесуточные дебиты нефти до и после ГРП, была получена диаграмма распределения дебитов до и после ГРП по типу разреза работающей части пласта. Из этой диаграммы видно что одинаково эффективно проводить ГРП в тех скважинах где работает средняя и подошвенная часть пласта и только кровельная часть.

Судить о эффективности ГРП в тех пластах где работает кровельная и подошвенная части пласта сложно, т.к в исследовании участвовало 3 скважины, из них одна имеет неоднородный тип разреза, а 2 других-однородный. В случае однородного разреза эффект ГРП распределяется в соотношении 50х50, если в одной скважине дебит упал до нуля, то во второй вырос в 3 раза. Вероятно здесь можно сказать о местоположении этих скважин. Сква.311, в которой получен прирост дебита нефти находится в южной части месторождения, где наблюдается прирост $h_{эф.нефтенас}$, в отличии от скв.450 находящейся в северо-

восточной части месторождения характеризующейся низкими нефтенасыщенными мощностями и близким расположением ВНК.

Наибольший прирост дебита нефти получен в тех скважинах, где рабочими являются кровельная и средняя части пласта, в среднем дебит увеличивается в 4 раза.

3.6. Эффективность проведения ГРП в скважинах законченных бурением

Разработка Самотлорского месторождения ведется более 30 лет и на основе мирового опыта применения методов увеличения нефтеотдачи на месторождении стали применять ГРП в скважинах только что вышедших из под буровой установки. Так как проследить эффективность данной операции на основе дополнительной добычи невозможно, то можно сказать лишь то, что увеличивая дренируемую область призабойной зоны пласта, за счет операции ГРП, тем самым облегчается доступ флюида к скважине, что несомненно является плюсом для более эффективной добычи нефти. В данном разделе рассмотрено 7 скважин (№№ 123,1011,307,812,383,1122,331). Из них в скважинах №№ 123 и 1011, на основании схемы типов разреза по работающей части пласта, работали средняя и подошвенная части пласта, а в скважинах №№ 123,1011,307,812 и 383-кровельная часть. Средние дебиты скважины после ГРП составили: скв.123-95 м³/сут, скв.1011-135 м³/сут, скв.307-65 м³/сут, скв.812-110 м³/сут, скв.383-45 м³/сут, скв.1122-60 м³/сут, скв.331-40 м³/сут. Посчитав средний дебит одной скважины по типу разреза, получим диаграмму распределения средних дебитов нефти по типу разреза в скважинах законченных бурением и проведение на них ГРП.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью расчетов является анализ эффективности проведения ГРП на месторождении. В связи с этим, проводится экономический расчет стоимости проведения данной операции.

Расчет эксплуатационных затрат на основе стоимости оборудования, с учетом НДС.

4.1. Расчет времени на проведение мероприятий по проведению ГРП

На сегодняшний день в разработку широко вовлекаются трудно извлекаемые запасы углеводородов, приуроченные к низко проницаемым, слабо дренируемым, неоднородным и расчлененным коллекторам.

Одним из эффективных методов повышения дебита скважин по жидкости можно достигнуть за счет проведения ГРП, этот метод позволяет за короткие сроки существенно увеличить добычу нефти либо замедлить падение добычи при нахождении разработки на третьей стадии, что является экономически выгодно для любой организации.

Определим нормы времени для проведения ГРП на месторождении. Время на проведение мероприятия включает себя следующие этапы: первый этап подготовительные работы, на втором этапе производится сам ГРП.

Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Время на выполнение мероприятия представлено в таблице 14. Общее время на производство ГРП будет равно 79 ч.

Операция	Общее время, ч
Подготовительные работы (доставка продавочной жидкости, проппанта и техники)	70

Расстановка оборудования	4
Монтаж оборудования	5
Итого:	79

Таблица - 14 Время на выполнение мероприятия

4.2. Расчет количества необходимой техники и оборудования

В процессе данных мероприятий потребуется следующая техника: Насосные установки высокой производительности, гидратационная установка, установка подачи химреагентов, блендеры, манифольд высокого и низкого давления, станции контроля, вспомогательное оборудование для ГРП.

4.3. Затраты на амортизационные отчисления

Затраты определяются, исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию активной части. Нормы амортизации для УЭЦН выбираем согласно классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (в ред. постановления правительства рф от 07 июля 2016 г. п 640). Расчет амортизационных отчислений при проведении ГРП представлен в таблице 15.

Объект	Стоимость руб.	Норма амортиз ации %	Норма амортиза ции в год, руб.	Норм а аморт изаци и в час,ру б.	Кол- во	Время работ ы,час.	Сумма амортизаци и,руб.
Насосны е установ ки	10500000	12,5	1312500	151,9	24	79	288020,8

высокой произво дительно сти							
Гидрата ционная установ ка	9800000	12	1176000	136,1	2	79	21505,6
Установ ка подачи химреаг ента	12400000	20	2480000	287,0	1	79	22675,9
блендер ы	9500000	12,5	1187500	137,4	1	79	10857,9
Манифо льд высоког о и низкого давлени я	5600000	10	560000	64,8	2	79	10240,7
Станции контрол я	14300000	15	2145000	248,3	1	79	19612,8
Пакер Seit 15000PS I	210000	20	42000	4,9	1	79	384,0

Колонна я головка Cameron 15000 PSI	700000	20	140000	16,2	1	79	1280,1
Скрепер	150000	20	30000	3,5	1	79	274,3
Итого	374852,3 руб						

Таблица - 15 Расчет амортизационных отчислений при проведении ГРП

Расчет показывает, что затраты на амортизационные отчисления при проведении ГРП составляет 374852,3 руб.

4.4 Затраты на материалы

Стоимость материалов на проведение мероприятия ГРП подрядной организацией X приведена в таблице 16

Наименование материалов		Компания X		
		Кол-во, т/м³.	Цена, руб.	Сумма, руб.
1	Жидкость разрыва на нефтяной основе	1000	5500	5500000
2	Проппант ULTRA PROP 20/40	180	54545	9818100
3	Проппант Боровичи 20/40	150	22600	3390000
	Итого:	18708100		

Таблица – 16 Стоимость материалов на проведение ГРП

Из расчетов статьи о расходах на материалы следует, что минимальные затраты на материалы при выполнении работ организацией X составят 18708100 руб.

4.5 Расчет заработной платы бригады

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;
- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

Расчет заработной платы представлен в таблице 17

Профессия	Разряд	Количество	Тарифная ставка, руб./час организации X	Время на проведение мероприятия	Тарифный фонд ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
		Орг. X				50%+60% 1 Организация • X	
Технолог	8	1	350	79	27650	30415	58065
Мастер	7	1	300	79	23700	26070	49770
Оператор ГРП	5	1	250	79	19750	21725	4147,5
Оператор станции контроля	4	1	180	79	14220	15642	29862
Водители	4	27	200	79	426600	469260	895860
Супервайзер	5	1	400	9	3600	3960	7560
Инженер	4	1	170	9	1530	1683	3213
Итого		33			517050	568755	1085805

Таблица 17 — Расчет заработной платы

По данным расчетов по заработной плате можно сделать вывод о том, что затраты на оплату труда при выполнении работ организацией X составят 1085805 руб.

4.6 Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс XI с тарифом 1,2 для разведочного бурения (код по ОКВЭД 45.12).

Показатель	Технолог	Мастер	Оператор ГРП	Оператор станции контроля	Водитель	Супервайзер	Инженер
Количество работников	1	1	1	1	27	1	1
ЗП, руб.	58065	49770,0	41475	29862,0	895860,0	7560,0	3213,0
ФСС (2,9%)		1443,3	1202,8	866,0	25979,9	219,2	93,2
ФОМС (5,1%)	2961,3	2538,3	2115,2	1523,0	45688,9	385,6	163,9
ПФР (22%)	12774,3	10949,4	9124,5	6569,6	197089,2	1663,2	706,9
Страхов-ие от несчаст. случаев (тариф 1,2%)	696,8	597,2	497,7	358,3	10750,3	90,7	38,6
Всего, руб.		15528,2	12940	9316,9	279508,3	2358,7	1002,5
Общая сумма, руб.	338771,1						

Таблица – 17 Расчет страховых взносов при проведении ГРП организацией

4.7 Затраты на проведение мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
	Организация Х
Амортизационные отчисления	374852,3
Затраты на материалы	18708100
Оплата труда	1085805
Страховые взносы	338771,1
Накладные расходы (10%)	2000000
Всего затрат:	22507528

Таблица – 18 Затраты на проведение организационно- технического

Таким образом, затраты на проведение ГРП организацией Х составляют 22 507 528 руб. Исходя из полученных значений страховых взносов, можно сделать вывод, что затраты на страховые взносы при проведении данного мероприятия организацией Х составят 338771,1 руб.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

При разработке нефтегазовых месторождений большое применение получили технологии, связанные с методом гидравлического разрыва пласта (ГРП) как способа интенсификации притока жидкости, а также способа разработки залежей на последнем этапе эксплуатации. В связи с этим возникает необходимость оценки результатов применения данной технологии на процессе извлечения нефти. В данной работе проведен анализ применения ГРП на одном из крупнейших месторождений России Щ Сомотлорском.

Работы по гидроразрыву пласта ведутся круглый год, несмотря на экстремальные погодные условия. Процесс проведения ГРП сложный и сопряжен с большим количеством вредных и опасных производственных факторов. В связи с этим возникает необходимость провести анализ производственных условий с целью выяснения вредных и опасных факторов, а так же возможностью предложения решений по их минимизации.

Указанный анализ может быть применен в подразделениях АО «Сомотлорнефтегаз» для улучшения производственных условий, снижения воздействия на окружающую среду и уменьшения производственного травматизма.

5.1 Анализ вредных производственных факторов

Рабочее место при ГРП располагается на открытом воздухе вблизи устья скважины, где находится обслуживаемое оборудование (насосные агрегаты, трубопроводы, автоцистерны, блок манифольда), а также инструменты и приспособления для выполнения ремонтных работ на производстве.

На рабочего действует большое количество опасных и вредных производственных факторов, которые могут привести к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья и заболеванию или снижению работоспособности. Рассмотрим подробно наиболее опасные и вредные производственные факторы, возникающие при выполнении работ ГРП, согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [1].

5.2. Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны

При работе насосного агрегата и скважин через сальниковые узлы и фланцевые соединения происходит просачивание вредных веществ: предельных алифатических углеводородов (С 1-Сю) и сероводорода (Н28) в смеси с УВ, выделившихся из пластовой жидкости. Выделение вредных веществ в воздушную среду возможно при проведении технологических процессов и производственных работ (глушение, вызов притока, промывка после ГРП)

Содержание вредных веществ в воздухе регламентируется системой стандартов безопасности труда с помощью предельно допустимой концентрации (ПДК) отдельных веществ в воздухе. В таблице 19 приведены ПДК для различных видов пыли согласно ГОСТ 12.1.005-88 [2].

Вещество	ПДК, мг/м*	Класс опасности
Пыль, содержащая более 70% 5Ю2	2	3
Пыль, содержащая от 10 до 70% 5Ю2	2	4
Пыль растительного и животного происхождения	4	4

Таблица – 19 ПДК веществ, наиболее часто встречающихся при использовании транспорта [2]

Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны установлены, согласно ГОСТ 12.1.005-88 [4]. ПДК предельных алифатических УВ, которые нарушают работу нервной системы, что проявляется в виде бессонницы, брадикардии, повышенной утомляемости и функциональных неврозов- 300 мг/м³, сероводорода - 3 мг/м³. Сероводород

очень токсичен. Вдыхание воздуха с небольшим содержанием сероводорода вызывает головокружение, головную боль, тошноту, а со значительной концентрацией приводит к коме, судорогам, отёку лёгких и даже к летальному исходу. При высокой концентрации однократное вдыхание может вызвать мгновенную смерть. При небольших концентрациях довольно быстро возникает адаптация к неприятному запаху »тухлых яиц», и он перестаёт ощущаться. Во рту возникает сладковатый металлический привкус, а при большой концентрации ввиду паралича обонятельного нерва запах сероводорода не ощущается.

В случае превышения допустимого уровня пыли и загазованности в воздухе необходимо предпринимать меры по предупреждению отравлений организма человека. К таким относятся ограниченное использования токсичных веществ в технологических процессах, контроль за воздушной средой, герметизация оборудования, а также применение средств защиты органов дыхания: респираторов, противогазов фильтрующего типа или марлевых повязок.

5.3. Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Микроклимат определяет действующие на организм человека сочетания температуры, влажности, скорости движения воздуха и других условий рабочей зоны.

В условиях крайнего севера среди факторов производственной среды, действующих на организм человека при выполнении различных видов работ в холодное время года, ведущая роль принадлежит метеорологическим условиям, вызывающим охлаждение. Охлаждающего воздействия метеорологических условий на человека зависит от показателей атмосферной температуры и скорости ветра. Температура воздуха ниже - 45°C даже при незначительной скорости ветра 2 м/с служит основанием для прекращения работ. При скорости более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются при любых, даже небольших отрицательных атмосферных температурах в связи с опасностью нарушения функции дыхания, нарушений целостности слизистых

оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей, возможности быстрого отморожения кожных покровов, незащищенных одеждой участков тела [11].

Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе зависят от климатических регионов, тяжести и времени выполняемых работ.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты: спецодежда (рукавицы, обувь, головные уборы), которая имеет высокие теплозащитные свойства, воздухонепроницаемости, малую влагоемкость и нефтенепроницаемость;

Коллективная защита на нефтепромысле:

- сокращение времени пребывания персонала в зоне воздействия вредных факторов;
- доставка к месту работы и с работы должна осуществляться в утепленном транспорте;
- для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения.

Расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м - для необогреваемых помещений [11].

5.4. Повышенный уровень шума и вибрации

Виброакустические условия на рабочих местах определяются вибрационными и шумовыми характеристиками машин и оборудования, режимами и условиями их работы, размещения (на территории или в помещении) и рядом других факторов. К числу наиболее типичных источников шума и вибраций следует отнести электродвигатели, двигатели внутреннего сгорания и турбореактивные двигатели, насосы, компрессоры и вентиляторы, разнообразные машины и механизмы (редукторы, лебедки, станки и прочие),

системы транспорта и перепуска газа и воздуха (газопроводы и воздуховоды) и многие другие.

Воздействие на работающих повышенных уровней шума и вибрации осуществляется при реализации целого ряда технологических процессов. С этой точки зрения наиболее неблагоприятные условия труда создаются на некоторых рабочих местах при строительстве, текущем капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин, гидравлическом разрыве пласта и т.д. Так в машинных залах компрессорных и насосных станций уровни шума в зависимости от типа применяемых насосов и нагнетателей могут достигать 90 - ПО дБ, при этом превышая на 5-25 дБ допустимые нормы. При гидравлическом разрыве пласта уровень шума составляет 110-115 дБ [13].

Большинство работ по интенсификации попадают в категорию 3 тип «а» граница снижения производительности труда. Нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки на оператора для длительности вибрационного воздействия 8 ч приведены в таблице 20.

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Нормативные значения в направлениях X_o , Y_o							
	виброускорения				виброскорости			
	м/сек ²		дБ		м/сек ²		дБ	
	в 1/3-	в 1/1-	в 1/3-	в 1/1-	в 1/3-	в 1/1-	в 1/3-	в 1/1-
	окт.	окт.	окт.	окт.	окт.	окт.	окт.	окт.
1,6	0,09	0.14	99	103	0,9	13	105	108
2,0	0,08		98		0,64		102	
2,5	0,071		97		0,46		99	

3,15	0,063	0.1	96	100	0,32	0,45	96	99
4,0	0,056		95		0,23		93	
5,0	0,056		95		0,18		91	
6,3	0,056	0,11	95	101	0,14	0,22	89	93
8,0	0,056		95		0,12		87	
10,0	0,071		97		0,12		87	
12,5	0,09	0,20	99	106	0,12	020		92
16,0	0,112		101		0,12		87	
20,0	0,140		103		0,12		87	
25,0	0,18	0,40	105	112	0,12	020		92
31,5	0,22		107		0,12		87	
40,0	0,285		109		0,12		87	
50,0	0,355	0.80	111	118	0,12	020	N7	92
63,0	0,445		113		0,12		87	

80,0 1	0,56		115		0,12		87	
--------	------	--	-----	--	------	--	----	--

Таблица 20 - Санитарные нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки на оператора. Общая вибрация, категория 3.

На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты:

- виброзащитные перчатки и рукавицы
- виброизолирующие подметки, стельки и специальная

виброизолирующая обувь Коллективные средства защиты:

5.5. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Оператор по гидроразрыву пласта ежемесячно большую часть работы перемещается по территории производственных объектов, совершая многократные подъемы на находящиеся на высоте площадки. В связи с этим в цехах применяется освещение территории и отдельных рабочих мест посредством прожекторов. С целью создания достаточного уровня освещенности и безопасных условий труда установлена норма освещенности нефтегазовых объектов. Рекомендованные типы прожекторов представлены в таблице 21.

Прожектор	Лампа	Макс, сила света, ккд
ПЗС-45	Г220-1000	130
	ДРЛ-700	30
ПЭС-35	Г22 0-500	50

Таблица – 21 Рекомендуемые типы прожекторов для освещения предприятий нефтяной промышленности [4].

5.6 Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ

Основной продукцией скважин являются нефть и попутный газ. Операторы по гидроразрыву пласта подвергаются неблагоприятным метеорологическим условиям, атмосфера насыщается парами нефти из сопутствующих веществ. В результате длительного контакта с углеводородами у рабочих развиваются вегетативные нарушения, которое характеризуется повышенной утомляемостью, бессонницей, понижением тонуса капилляров. Контакт с предельными углеводородами вызывает покраснение, пигментацию кожи и зуд. При вдыхании в течение 5-10 мин. концентрация паров нефти от 100 мг/л и выше опасно для жизни, опасность представляет оксид углерода, ПДК которого составляет в воздухе рабочей зоны 20мг/м³, а на месторождении - 8 мг/м³. Тяжелое отравление при воздействии в течение 1-5 мин. вызывает концентрация СО 1860 мг/м. ГОСТ 12.1.005 [2] установлены предельно допустимые концентрации вредных веществ, указанные в таблице 22.

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Сажа	4	3
Диоксид азота	2	3
Оксид углерода	20	4
Углеводороды нефти	300	2
Диоксид серы	10	3
Метанол	15	3

Таблица – 22 Предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе на рабочих местах

Кроме всего прочего, работники на нефтегазопромыслах в целях безопасности труда и профилактики заболеваний должны быть снабжены и другими средствами индивидуальной защиты (СИЗ). Они должны предусматривать защиту органов дыхания, слуха, рук, лица и головы, поэтому работникам должны выдаваться спецодежда и специальная обувь, респираторы

или противогазы, специальные очки и другие средства, защищающие при выполнении тех или иных технологических операций. Данный вопрос регламентирован [2], по которому все рабочие должны быть обеспечены СИЗ.

5.7. Повреждения в результате контакта с насекомыми

Из-за работ, проводимых на открытом воздухе, оператор добычи нефти и газа подвержен повреждениям наносимыми насекомыми [16]. Наибольшую опасность представляет клещ. В данном случае к средствам индивидуальной защиты относится защитный энцефалитный костюм; специальные спреи и репелленты.

5. АНАЛИЗ ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ФАКТОРОВ

5.8. Сосуды и аппараты под давлением

Процесс гидравлического разрыва пласта проводится в условиях высоких давлений, достигающих 70 МПа. В этой связи имеет важное значение, создание условий безопасного осуществления обработки. Опасность усугубляется еще и тем, что жидкости закачиваются в скважины в смеси с песком, абразивное действие которого способствует износу уплотнений и соединительных узлов, что в результате приводит к пропуску жидкости под большим давлением. Применяемые часто при гидроразрыве жидкости на нефтяном основе являются горючими жидкостями (нефти, мазуты и др.), что обуславливает пожароопасность процесса. Проведение гидроразрыва связано также с применением мер безопасности при обращении с кислотами и другими химическими веществами. Вместе с тем обеспечение безопасных и здоровых условий труда на производстве возможно только при строгой трудовой и производственной дисциплине всех работающих, точном выполнении ими инструкций по охране труда. Без этого самые совершенные техника и технология не в состоянии создать безопасную обстановку на производстве, поэтому роль самих рабочих весьма велика.

5.9. Движущиеся машины и механизмы

Как отмечалось ранее, гидроразрыв пласта связаны с использованием различных транспортных средств и агрегатов, выполненных на базе автомобилей, поэтому на нефтегазопромыслах может возникнуть опасность для работников со стороны движущихся машин и механизмов. За осуществлением процесса гидроразрыва пласта следит инженерно-технический работник. Сам процесс проводится по заранее утвержденному плану.

Агрегаты, необходимые для осуществления операций, по технике безопасности [6] устанавливаются на расстоянии не менее 10 м от устья скважины. Между самими агрегатами должно быть не менее 1 м, кабины должны быть обращены в сторону от устья скважины.

5.10. Электробезопасность

Оборудование, находящееся в пределах рабочей площадки, работает от электрического тока. Как следствие, существует вероятность поражения электрическим током рабочего. Проходя через человека электрический ток воздействует на организм следующим образом:

Биологическое воздействие. Выражается в раздражении и возбуждении живых клеток организма, что приводит к непроизвольным судорожным сокращениям мышц, нарушению нервной системы, органов дыхания и кровообращения. При этом могут наблюдаться обмороки, потеря сознания, расстройство речи, судороги, нарушение дыхания (вплоть до остановки). Тяжелая электротравма нарушает функции мозга, дыхания, сердца до полной их остановки, что приводит к гибели пострадавшего. Наиболее частой причиной смерти от электротравмы является фибрилляция желудочков электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека:

1. оградительные устройства;
2. индивидуальные средства защиты (резиновые перчатки, диэлектрические коврики)
3. устройства автоматического контроля и сигнализации;
4. изолирующие устройства и покрытия;
5. устройства защитного заземления и зануления;
6. устройства автоматического отключения;
7. устройства выравнивания потенциалов и понижения напряжения;
8. устройства дистанционного управления;
9. предохранительные устройства;
10. молниеотводы и разрядники; 11 .знаки безопасности.

5.11. Подвижные части производственного оборудования

До проведения гидроразрыва пласта на глубиннонасосных скважинах следует отключить привод станка-качалки, затем редуктор затормаживается и вывешивают предупредительные таблички или плакаты с информацией о

проводимых работах. Подвижные части оборудования должны быть должным образом защищены, чтобы работники не получили механических повреждений.

В процессе обвязки устья скважины и монтажа трубопроводов устанавливают противовыбросовое оборудование, обратные клапаны и манометры с целью следить за повышенными давлениями. Манометры выносятся на безопасное расстояние с помощью импульсных трубок, чтобы была возможность снимать показания с них без опасности здоровью оператора.

Перед закачкой жидкости в скважину все оборудование проверяется на наличие неисправностей, исследуется надежность и правильность обвязки и их соединения с устьевой арматурой, которая в свою очередь также проходит обязательную проверку. Затем нагнетательные трубопроводы подвергают опрессовке на давление, которое должно превышать в 1,5 раза ожидаемое максимально давление ГРП. Рабочие в это время должны находиться за пределы опасной зоны.

Запуск технологических установок и начала операции по закачке жидкостей в скважину начинается только после удаления от опасной зоны всех рабочих, не связанных с непосредственной работой у агрегатов. Остатки жидкостей из емкостей и автоцистерн сливаются в специально приготовленные емкости или в канализацию.

Заключение

Выполненные исследования показали, что успешность ГРП зависит от величины начального давления разрыва и значения давления развития трещин. Обобщенный анализ свидетельствует о том, что неправильный выбор режима нагнетания приводит к прорыву глинистых экранов и резкому падению эффективности. Поэтому принципиально важным является установление закономерностей, определяющих возможность снижения давления начала разрыва в пластах различного строения.

Промысловый материал свидетельствует о том, что эффективность гидроразрыва в пластах с мощными экранами существенно зависит от давления развития трещин: при высоких давлениях величина дополнительной добычи уменьшается. Это показывает, что при строительстве трещин существует оптимальный, присущий каждому объекту режим, обеспечивающий достижение наивысших значений дополнительной добычи при эксплуатации скважин после ГРП. Отсюда следует, что технология создания трещин должна соотноситься с научно обоснованным прогнозом ожидаемого эффекта и только на этой основе возможен поиск оптимальных технологических режимов.

Эффективность гидроразрыва прямо связана с технологией закрепления трещин проппантом. С ростом концентрации проппанта в жидкости возрастает ширина закрепляемой трещины и ее проводимости, растет и величина дополнительной добычи и кратность увеличения дебита. Однако, в ряде случаев рост массы нагнетаемого проппанта и его концентрации не приводил к заметному росту эффективности, поэтому стратегия закрепления трещин проппантом является одним из важнейших направлений исследований в области совершенствования ГРП.

Исследования проницаемости различных сортов проппанта показали, что для месторождений Западной Сибири, выдерживающих на давлении сжатия 250-320 атм. при смыкании трещин и имеющей наилучшие показатели среди песков является проппант Carbo-lite 20/40. Известно, что при закачке расклинивающего материала происходит образование частичного монослоя

(происходит при удельной массе от 0,122 до 0,977 кг/м² в расчете на единицу площади трещины).

Надо отметить, что для обеспечения эффективной эксплуатации скважин с ГРП, необходимо создать благоприятные условия работы залежи путем развития в зонах ГРП системы заводнения.

Проведенный анализ свидетельствует об очевидном успехе в производстве ГРП. Гидроразрыв пласта может служить основным способом выработки слабо дренируемых запасов нефти, сосредоточенных в низко проницаемых коллекторах классов ПК и СПК.

В заключении отметим, что эффективность применения ГРП на объекте разработки АВ4_5 Самотлорского месторождения существенно определяется особенностями как геологического строения залежи, так и ее разработки. Применение ГРП на пласте, имеющем по разрезу прилегающие заводненные пласты, даже при наличии непроницаемых разделов, сопровождается быстрым обводнением добываемой продукции, снижением качества нефтевытеснения и потерей части извлекаемых запасов нефти. В таких условиях альтернативой ГРП может стать разработка залежи с применением горизонтальных, многозабойных скважин, а также с применением радиального бурения.

Список используемой литературы

1. ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
2. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
3. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
4. ГОСТ 24346-80 Вибрация. Термины и определения
5. ВСН 34-82 Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности.
6. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ Оборудование производственное. Общие требования безопасности
7. ГОСТ 12.2.062-81* ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные
8. ГОСТ Р 52630-2012 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия
9. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования
Ю.ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
11. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ Средства защиты работающих. Классификация
12. ГОСТ 12.2.049-80 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования»
13. ГОСТ Р ИСО 6385-2007 Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем
14. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения
15. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы
16. СанПиН 3.2.3215-14 "Профилактика паразитарных болезней на территории Российской Федерации"

17. Информационный отчет. Анализ эффективности ГТМ, выполненных в 2010 году, рекомендации по планируемым объемам и оценка ожидаемой эффективности по видам ГТМ на 2010-2012 гг., расчет базовой (без ГТМ) и прогнозной добычи с учетом ГТМ в на период 2010-2012. Тюмень, 2011 г.
18. Авторский надзор за реализацией проектных решений по разработке Самотлорского месторождения. Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, 2009 г.
19. Анализ причин преждевременного обводнения скважин, эксплуатирующих пласты группы АВ Самотлорского месторождения.
А.Р. Сарваров, Нефтепромысловое дело 1/2009, с. 22-25.
20. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08- 624-03. Москва, 2003 г.
21. Протокол технического совещания в Управлении горного надзора по рассмотрению результатов экспертизы охраны недр Уточнённого проекта разработки Самотлорского месторождения. Москва, 2006 г.
22. Основные положения об организации работ по охране труда в нефтяной промышленности. М., 1996 г.
23. Протокол заседания ЦКР Роснедра «Уточнённый проект разработки Самотлорского месторождения». Москва, 2005 г.
24. Подсчеты запасов нефти и растворенного газа по месторождениям за 1980-1992 г. Главтюменгеология, СибНИИНП, Тюмень.
25. Желтов Ю.П., Христианович С.А. О гидравлическом разрыве нефтеносного пласта. — Изв. АН СССР, ОТН, № 5, 1959.
26. Экономидис М.Д., Нольте К.Г. Воздействие на нефтяные и газовые пласты (части I, II). — Краснодар. — 1972. gfr 538 с. (пер. с англ. А.И. Булатова, Е.Н. Грачевой, И.П. Есиповой).
27. Gidley J.L. Recent Advances in Hydraulic Fracturing. ATME. SPE. 1980.
28. Economides M.J., Nolte K.G. Reservoir Stimulation. — Prentice Hall. N1. — 1989. — 430 pp.

29. Elbel J.L. Considerations for optimum fracture geometry design // SPE Production Engineering. — 1988, VIII. — Vol. 3, N 8, — pp. 323—327.
30. Оценка состояния призабойной зоны пласта при проектировании технологии физико-химического воздействия // Разработчик — СевКавНИПИнефть. — ВНИИО-ЭНГ. — 1981. — 7 с.
31. Афанасьев Е.Ф., Шурыгина И.Г., Щербаков Г.А. Методы расчета системы вертикальных магистральных трещин в плотных коллекторах с целью интенсификации притока флюида к скважине. — М.: ВНИИЭГазпром, 1990.
32. Седов Л.И. Механика сплошной среды (т. 1). — М.: Наука, 1970. — 568
33. Телков А.П., Ланчаков Г.А., Кучеров Г.Г., Ткачев А.Е., Пазин А.Н., Гаврилов Е.И. Интенсификация нефтегазодобычи и повышение компонентоотдачи пласта. Тюмень. 00 НИПИКБС - Т, 2003. - 320 с.